



PROJETO DE GRADUAÇÃO

AVALIAÇÃO DE SOFTWARE DE MODELAGEM DE APROVEITAMENTO DE ENERGIA SOLAR PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NAS CONDIÇÕES CLIMÁTICAS DO DF

Por,
Paulo Sérgio Cardoso Perillo

Brasília, 10 de Julho de 2013

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

PROJETO DE GRADUAÇÃO

AVALIAÇÃO DE SOFTWARE DE MODELAGEM DE APROVEITAMENTO DE ENERGIA SOLAR PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NAS CONDIÇÕES CLIMÁTICAS DO DF

POR,

Paulo Sérgio Cardoso Perillo

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Mecânico.

Banca Examinadora

Prof. Antônio César Pinho Brasil Júnior, UnB/ ENM
(Orientador)

Prof. Mário Benjamim Baptista de Siqueira
(Coorientador), UnB/ ENM

Prof. Rudi Henri Van Els (Coorientador), UnB/ ENM

Prof. Mário Olavo Magno de Carvalho, UnB/ ENM

Brasília, 10 de Julho de 2013

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, Sérgio Antônio Cardoso de Queiroz e Vânia Pires Perillo Cardoso, que me deram todo o apoio possível nos momentos mais difíceis da minha vida, ao meu tio, Marconi Ferreira Perillo Júnior que sempre esteve ao meu lado e me ajudou muito nos meus primeiros anos de faculdade em Brasília e a minha avó, Maria Pires Perillo, um exemplo de luta e superação, que me ensinou a nunca desistir.

Paulo Sérgio Cardoso Perillo

Agradecimentos

Meus sinceros agradecimentos aos professores Antônio César Pinho Brasil Junior, Mário Benjamim Baptista de Siqueira, Rudi Henri Van Els e Jorge Andrés Cormane Angarita, não só pela qualidade da orientação, mas também pelo convívio, compreensão, amizade e pelo incentivo que tornaram possível a conclusão deste projeto.

Agradeço também a todos os técnicos do Departamento de Engenharia da Universidade de Brasília e aos meus amigos, que me apoiaram durante minha vida acadêmica, me ajudando a superar obstáculos e ir mais longe.

Paulo Sérgio Cardoso Perillo

RESUMO

O presente texto apresenta o projeto de um sistema fotovoltaico autônomo utilizando um software de modelagem de sistemas de energia renovável. O sistema deve suportar um perfil de carga pré-selecionado, operando nas condições climáticas do Distrito Federal, Brasil. Na primeira etapa do projeto, foi montada a simulação do sistema fotovoltaico, ao passo que na segunda, foi feita a comparação dos resultados obtidos no sistema simulado com os dados do sistema real, montado na Universidade de Brasília.

ABSTRACT

This text presents the project of an off-grid photovoltaic system using a energy modeling software for hybrid renewable energy systems. The system must bear a preselected load profile, operating in the climatic conditions of the Federal District, Brazil. The first step of the project is the simulation of the PV system, while the second step is the comparison of results obtained in the simulated system with data obtained from the real system, mounted in the University of Brasília.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO	1
1.2 OBJETIVO	1
2 SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA	2
2.1 COMPONENTES DO SISTEMA	2
2.1.1 PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO	2
2.1.2 BATERIAS	2
2.1.3 CONTROLADORES DE CARGA	3
2.1.4 INVERSORES.....	3
2.2 ARRANJOS	3
2.2.1 OFF-GRID	3
2.2.2 ON-GRID	4
2.2.3 HÍBRIDOS.....	5
2.3 CONSIDERAÇÕES DE CUSTOS	6
2.3.1 PANORAMA INTERNACIONAL PARA CUSTOS DE INVESTIMENTO	6
2.3.2 PANORAMA DE CUSTOS DE INVESTIMENTO NO BRASIL.....	9
3 MODELO MATEMÁTICO.....	10
3.1 RECURSO SOLAR	10
3.1.1 DECLINAÇÃO	10
3.1.2 ÂNGULO HORÁRIO SOLAR E ÂNGULO HORÁRIO DO POR DO SOL	10
3.1.3 RADIAÇÃO EXTRATERRESTRE E ÍNDICE DE CLARIDADE	10
3.1.4 CÁLCULO DA IRRADIAÇÃO EM SUPERFÍCIES INCLINADAS	11
3.1.5 POTENCIAL SOLAR EM NÍVEL DO SOLO	12
3.2 MODELO DE SISTEMAS	14
3.2.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	14
3.2.2 HOMER	14
3.2.3 PAINEL FOTOVOLTAICO	15
3.2.4 BATERIAS	17
3.2.4 INVERSOR	19
4 ESTUDO DE CASO	21
4.1 SISTEMA INSTALADO	21
4.1.1 LOCAL	21
4.1.2 ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS	23
4.1.3 INSTALAÇÃO ELÉTRICA DOS MÓDULOS	26
4.1.4 RELÉ PROGRAMÁVEL	29
4.1.5 AQUISIÇÃO DE DADOS	30
4.1.6 PERFIL DE CARGA	31
4.2 BRASÍLIA E REGIÃO	34
4.2.1 RADIAÇÃO SOLAR	34
4.2.2 TEMPERATURA.....	36
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO	39
5.1 ESTRUTURA DA SIMULAÇÃO (INPUT)	39
5.1.1 PAINEL SOLAR.....	39
5.1.2 BATERIA	40
5.1.3 INVERSOR	41

5.1.4 RECURSO SOLAR	41
5.1.5 TEMPERATURA.....	42
5.1.6 CARGA	43
5.2 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO (OUTPUT)	44
5.2.1 ANÁLISE ECONÔMICA	44
5.2.2 PRODUÇÃO ELÉTRICA.....	46
5.2.3 BATERIAS	47
5.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS	47
5.3.1 PRODUÇÃO ELÉTRICA.....	47
5.3.2 BATERIAS	50
5.4 COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA SIMULADO E SISTEMA REAL.....	51
5.4.1 PRODUÇÃO ELÉTRICA.....	51
5.4.2 BATERIAS	53
5.4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	54
6 CONCLUSÃO	57
REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	58

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Criação de um campo elétrico.	2
Figura 2. Sistema fotovoltaico autônomo.	4
Figura 3. Sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica.	5
Figura 4. Configuração geral de um sistema híbrido de energia.	6
Figura 5. Custo de painéis solares na Europa (EPIA, 2011).	7
Figura 6. Evolução de custos, no atacado, de painéis solares em 2011 (EPIA, 2011).	7
Figura 7. Preço unitário de inversores (Solarserver, 2013).	8
Figura 8. Peso financeiro dos componentes em um sistema fotovoltaico (EPIA, 2011).	8
Figura 9. Evolução do preço de sistemas fotovoltaicos (EPIA, 2011).	9
Figura 10. Preço unitário de sistemas fotovoltaicos (exceto montagem).	9
Figura 11. Piranômetro fotovoltaico.	13
Figura 12. Gráfico de irradiância em Brasília no período de um ano.	13
Figura 13. Modelo conceitual da bateria cinética.	17
Figura 14. Curva de capacidade de uma bateria de ciclo profundo modelo US-250.	18
Figura 15. Curva de durabilidade de uma bateria de ciclo profundo modelo	19
Figura 16. Universidade de Brasília, Faculdade Gama.	21
Figura 17. Desenho gráfico representando o local onde o sistema fotovoltaico foi instalado. Vista em perspectiva.	22
Figura 18. Desenho gráfico representando o local onde o sistema fotovoltaico foi instalado. Vista normal ao plano.	22
Figura 19. Universidade de Brasília, Faculdade Gama. Laboratório de Energia.	23
Figura 20. Projeto do suporte feito através do software SolidWorks. Desenho de montagem.	24
Figura 21. Suporte, feito em metalon, inclinado 15°.	25
Figura 22. Módulos fotovoltaicos fixados ao suporte, orientados para o Norte geográfico. ...	25
Figura 23. Módulos fotovoltaicos ligados em paralelo. Circuito elétrico.	26
Figura 24. Módulos fotovoltaicos ligados em paralelo. Terminais.	27
Figura 25. Eletroduto 25mm.	27
Figura 26. Mangueira presa ao suporte através de abraçadeira plástica.	28
Figura 27. Sequência de fotos mostrando o percurso dos cabos até o laboratório.	28
Figura 28. CLP WEG CLIC 02 10HR-A.	29
Figura 29. Resistência em série com os módulos, para obter dados de corrente.	30
Figura 30. Leitura de dados sendo feita pelo Arduino.	31
Figura 31. Terminal de programação do Arduino.	31
Figura 32. Sinalizadores LED.	32
Figura 33. Diagrama de ligações.	33
Figura 34. Diagrama ladder.	34
Figura 35. Irradiância em Brasília no período de	35

Figura 36. Radiação diária média mensal para cada localidade.....	36
Figura 37. Temperatura média em Brasília no período de um ano.	37
Figura 38. Temperatura média em Brasília no período de um ano.	38
Figura 39. Curva de capacidade da bateria.	40
Figura 40. Curva de vida útil da bateria.	41
Figura 41. Entrada de dados do recurso solar no HOMER.	42
Figura 42. Entrada de dados de temperatura no HOMER.	43
Figura 43. Perfil de carga definido no HOMER.	44
Figura 44. Opções disponíveis para o projeto.	45
Figura 45. Sumário de custos do sistema.	45
Figura 46. Produção elétrica dos painéis solares estimada pelo HOMER.	46
Figura 47. Produção elétrica dos painéis solares ao longo do dia estimada pelo HOMER.	47
Figura 48. Estatísticas do estado de carga das baterias estimadas pelo HOMER.	47
Figura 49. Produção média horária de energia dos painéis.	48
Figura 50. Produção média diária de energia dos painéis.	48
Figura 51. Radiação solar média horária.	49
Figura 52. Radiação solar média diária.	49
Figura 53. Temperatura média diária.	50
Figura 54. Estado de carga das baterias.	50
Figura 55. Produção média horária de energia dos painéis. HOMER vs Sistema real	51
Figura 56. Produção média diária de energia dos painéis.	52
Figura 57. Radiação solar diária média. HOMER vs Sistema real	52
Figura 58. Estado de carga das baterias. HOMER vs Sistema real.	53
Figura 59. Modelo alternativo da bateria.	54
Figura 60. Produção média horária de energia dos painéis para uma radiação média diária de 5.28 kWh/m ² /dia e uma temperatura de 20.2°C.	55
Figura 61. Estado de carga das baterias para uma radiação média diária de 5.28 kWh/m ² /dia e uma temperatura de 20.2°C	55
Figura 62. Produção média horária de energia dos painéis para uma radiação média diária de 5.58 kWh/m ² /dia e uma temperatura de 15.8°C.	56
Figura 63. Estado de carga das baterias para uma radiação média diária de 5.58 kWh/m ² /dia e uma temperatura de 15.8°C.	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Irradiação solar em diferentes latitudes do Brasil.	13
Tabela 2. Características elétricas do módulo.	26
Tabela 3. Perfil de carga.....	32
Tabela 4. Radiação média diária em	35
Tabela 5. Radiação diária média mensal para cada localidade.	36
Tabela 6. Temperatura média em	37
Tabela 7. Propriedades do painel solar.....	39
Tabela 8. Propriedades da bateria.	40
Tabela 9. Propriedades do inversor.	41

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

H_0	Radiação extraterrestre diária em uma superfície horizontal	[W/m ²]
G_{sc}	Constante solar	[W/m ²]
\bar{H}	Média mensal diária de radiação solar em uma superfície horizontal	[W/m ²]
\bar{H}_0	Média mensal diária de radiação solar extraterrestre em uma superfície horizontal	[W/m ²]
\bar{H}_d	Média mensal diária de radiação difusa	[W/m ²]
\bar{H}_b	Média mensal diária de radiação direta	[W/m ²]
\bar{H}_t	Irradiação horária no plano do painel fotovoltaico	[W/m ²]
P_{PV}	Potência de saída do painel PV	[kW]
Y_{PV}	Capacidade nominal do painel PV	[kW]
H	Radiação solar global	[kW/m ²]
H_S	Quantidade padrão de radiação	[kW/m ²]
R_{bat}	Vida do banco de baterias	[anos]
$Q_{vidautil}$	Produtividade durante a vida útil de uma única bateria	[kWh]
Q_{prod}	Quantidade total de energia que cicla através da bateria em um ano	[kWh]
$R_{bat,f}$	Vida de flutuação da bateria	[anos]
c_{bw}	Custo do desgaste da bateria	[dólares/kWh]
$C_{rep,bat}$	Custo de reposição do banco de baterias	[dólares]
U	Voltagem	[V]
R	Resistência elétrica	[Ω]
I	Corrente elétrica	[A]

Símbolos Gregos

δ	Declinação	[°]
Ψ	Latitude	[°]
ω	Ângulo horário solar	[°]
ρ	Reflectância do solo	
β	Declive do painel solar	[°]
θ	Ângulo de incidência da radiação solar no painel	[°]
θ_z	Ângulo solar de zênite	[°]
η_{iv}	Eficiência de ida e volta da bateria	
ω_s	Ângulo horário do pôr do Sol	[°]

Grupos Adimensionais

\bar{K}_t	Média mensal do índice de claridade
r_t	Razão horária total da radiação diária global total
r_d	Razão horária total da radiação diária difusa total
R_b	Razão da radiação direta do painel solar para a horizontal
A_i	Índice de anisotropia
f_{PV}	Fator de descarga do painel PV
N_{bat}	Número de baterias do banco

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A demanda mundial por energia elétrica obtida através de sistemas fotovoltaicos cresceu significativamente nos últimos anos. A necessidade de se obter uma energia elétrica confiável e de baixo custo em áreas isoladas no mundo é a força primária que guia a indústria fotovoltaica (PV) mundial nos dias atuais. Para um grande número de aplicações, a tecnologia PV é simplesmente a opção de menor custo.

No Brasil mais de 20.000 sistemas fotovoltaicos operam desde 1982. Em fazendas, módulos PV alimentam sistemas de radiocomunicação, iluminação, recepção de TV, geladeiras e cercas elétricas para o confinamento de animais. Na Amazônia, redes extensas de comunicação via micro-ondas da Embratel tem sua energia totalmente fornecida pelo Sol. Postos de saúde localizados em áreas remotas do território nacional são equipados com sistemas fotovoltaicos que alimentam geladeiras, iluminação e bombas d'água, proporcionando à população carente o acesso a vacinas, soros e medicamentos vitais para sua sobrevivência. A alfabetização noturna de adultos em escolas rurais é possibilitada graças ao uso de módulos fotovoltaicos para iluminação de salas de aula. No Nordeste Brasileiro, região castigada pela seca, sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água abastecem vilas e povoados, irrigando propriedades e contribuindo para fixação do homem na terra. Ao longo da costa brasileira, plataformas de petróleo, embarcações, boias e estações de medição oceanográfica tem seu suprimento de energia garantido por módulos fotovoltaicos. Em agências bancárias, módulos fotovoltaicos alimentam o sistema de automação bancária, a iluminação de emergência e o sistema de alarme, proporcionando total segurança e confiabilidade em casos de "black-outs". Até mesmo em algumas aldeias indígenas, o acesso do índio a medicamentos e vacinas é garantido por geladeiras alimentadas por módulos fotovoltaicos. Tudo isso sem utilizar combustíveis fósseis, e sem gerar nenhum dano ao meio ambiente.

Atualmente, cerca de 90% da produção mundial de energia tem origem fóssil, sendo o carvão ainda responsável por grande parte desse total, o que contribui enormemente para a poluição atmosférica e o aquecimento global. Em média, uma pessoa consome o equivalente a 2 toneladas de carvão por ano para a produção de energia elétrica. Esse consumo obviamente não é uniforme no planeta, enquanto um europeu de classe média consome mais de 6 toneladas por ano, um cidadão de Bangladesh não chega a consumir 0,15 toneladas, ou seja, 40 vezes menos. Assim, a reflexão sobre novos hábitos de consumo e fontes de energia menos poluentes tem recebido um grande destaque nos últimos anos.

A motivação deste trabalho vem justamente da oportunidade de se colocar em prática conhecimentos adquiridos em sala de aula, realizando um projeto de engenharia no campo de uma tecnologia relativamente nova e sustentável, que pode transformar vidas e gerar oportunidades em diversas áreas.

1.2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é verificar o potencial de produção de energia elétrica de um sistema fotovoltaico autônomo, operando nas condições climáticas do Distrito Federal, comparando os dados obtidos através de uma simulação em um software de modelagem de sistemas de energia renovável, com os dados coletados em um sistema real montado no Distrito Federal, Brasil.

2 SISTEMAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA

Um sistema fotovoltaico é a composição de um ou mais painéis solares com componentes elétricos como inversores, baterias, controladores de carga, entre outros.

2.1 COMPONENTES DO SISTEMA

2.1.1 PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO

As células solares (também conhecidas como células fotoelétricas ou fotovoltaicas) são dispositivos elétricos responsáveis pela conversão direta da luz em energia elétrica por intermédio do efeito fotovoltaico, que é a criação de tensão elétrica ou de corrente elétrica correspondente num material, após sua exposição a luz. As células solares utilizam as propriedades dos materiais semicondutores, que, quando devidamente dopados com elementos químicos como o Boro e o Fósforo, formam a chamada junção PN, num lado se concentram as cargas positivas, e no outro, as cargas negativas, criando um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de elétrons de um lado para o outro. Caso um fóton incida com energia suficiente para excitar o elétron, haverá circulação de corrente elétrica, gerando energia em corrente contínua, constituindo assim o chamado efeito fotovoltaico.

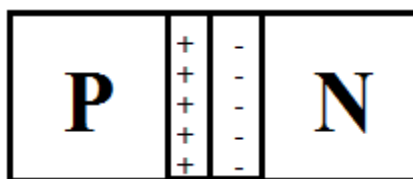


Figura 1. Criação de um campo elétrico.

Uma única célula solar produz somente cerca de 0,4 Volts no seu ponto de máxima potência, sendo necessário conectarem-se várias em série para obter-se tensões mais altas. Assim, a maioria dos painéis fotovoltaicos é composto por algo entre 36 a 72 células, produzindo tensões de saída apropriadas para sistemas CC de 12 a 24V.

2.1.2 BATERIAS

Em potencial, as fontes convencionais de energia podem armazenar energia na forma química em carvão, petróleo, gás natural, represas d'água, entre outros, e assim sincronizar a geração com o consumo. O grande desafio das fontes alternativas de energia como a solar e a eólica está justamente no fato de que o consumo não se dá necessariamente no momento da geração. Assim, nos sistemas autônomos, a solução mais amplamente divulgada para armazenar energia para o uso posterior é o uso de baterias devido a sua boa relação custo-eficiência.

A função das baterias é de fazer a interconversão entre energia química e energia elétrica. Devido a natureza variável da radiação solar, as baterias devem ser capazes de passar por diversos ciclos de carga e descarga sem serem danificadas. As baterias de chumbo-ácido são as mais comumente utilizadas nos sistemas fotovoltaicos, devido a alta durabilidade.

2.1.3 CONTROLADORES DE CARGA

Para carregar um banco de baterias é necessário que a tensão de carga seja sempre superior à tensão da bateria, caso contrário as baterias enviarão energia para o sistema. Essa tensão não deve ser superior a um determinado limite, uma vez que cargas rápidas demais diminuem a vida útil das baterias, havendo um ponto ótimo de funcionamento. Também é importante monitorar para que descargas muito profundas não ocorram, pois dependendo da intensidade, podem causar danos irreversíveis às baterias.

Então, é necessário um mecanismo que controle a tensão a ser aplicada no banco de baterias, e que não permita a circulação de corrente para os painéis. Os controladores de carga utilizam diodos de bloqueio que não permitem a circulação de corrente reversa, em geral possuem uma chave que desliga a carga caso a tensão baixe a determinado nível, e podem diferir no modo de proteção das baterias contra sobrecargas basicamente através de três formas: desligando o circuito dos geradores, colocando os painéis fotovoltaicos em curto-circuito, ou ainda, através de um mecanismo MPP (Maximum power point tracking).

2.1.4 INVERSORES

São equipamentos que convertem energia elétrica de corrente contínua para corrente alternada, sendo por isso também conhecidos como conversores CC-CA. A maioria dos equipamentos elétricos utilizados no cotidiano são alimentados em corrente alternada, compatível com a energia da rede elétrica residencial. Também são produzidos aparelhos especiais que podem ser conectados diretamente em corrente contínua (como a produzida nos painéis fotovoltaicos ou armazenada nas baterias), porém como são mais raros, em geral são demasiadamente caros e de produção limitada, muitas vezes não são tão eficientes.

A energia elétrica em corrente alternada na forma em que é encontrada na rede elétrica assemelha-se muito a uma senóide, assim, a maioria dos aparelhos são projetados para receber uma alimentação ao menos próxima a essa forma de onda. No entanto, alguns equipamentos, especialmente os eletrônicos, possuem um retificador de onda, assim, seu desempenho não será muito afetado pela forma de onda de entrada. Já outros aparelhos mais sensíveis, como máquinas elétricas, podem ter seu funcionamento prejudicado e a vida útil reduzida caso sejam conectadas a formas de onda muito distorcidas das senoidais.

2.2 ARRANJOS

2.2.1 OFF-GRID

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos quanto às suas formas de aplicação: os sistemas autônomos (off-grid) e os sistemas ligados à rede elétrica (on-grid).

Atualmente, o uso de sistemas fotovoltaicos é mais competitivo em áreas isoladas, distantes da rede elétrica e que requerem pequenas quantidades de energia, usualmente menos de 10 kW.

Nos sistemas autônomos, é preciso um sistema de armazenamento de energia, papel comumente desempenhado pelas baterias. Deve-se proteger as baterias contra sobre-tensões, descargas excessivas, entre outros. Assim, é fundamental a utilização de um controlador de carga. Caso as cargas a serem conectadas não sejam compatíveis com a tensão da bateria, ou ainda, sejam em corrente alternada (mais comumente), também será preciso adotar um conversor ou inversor.

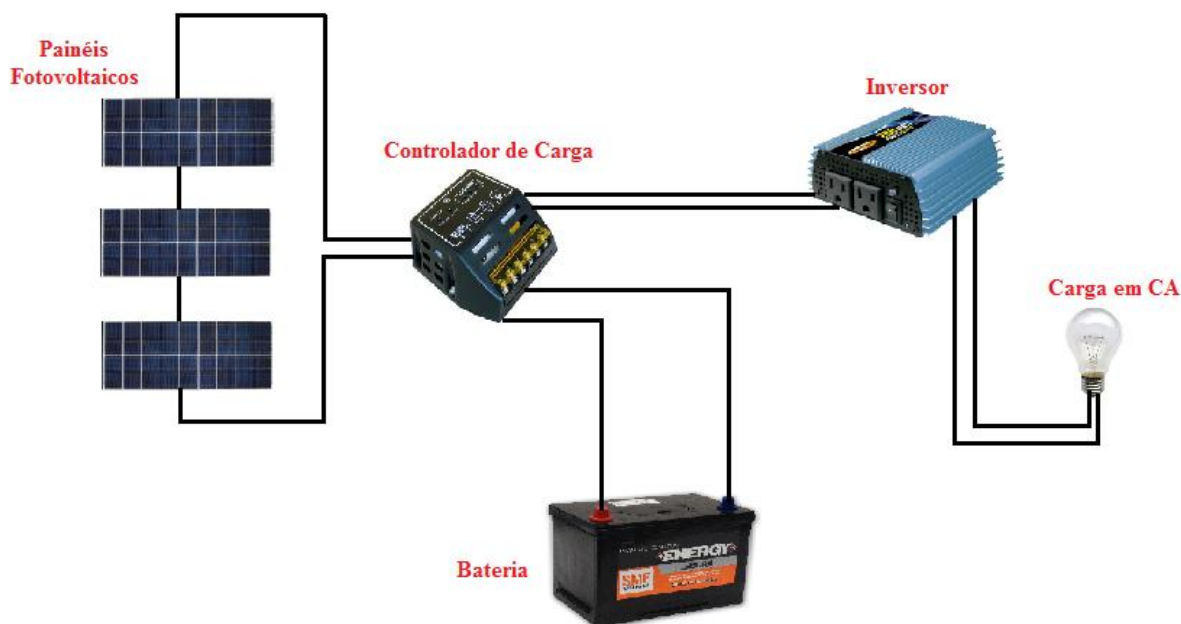


Figura 2. Sistema fotovoltaico autônomo.

2.2.2 ON-GRID

Nos sistemas ligados à rede, além dos geradores fotovoltaicos, é necessário que um equipamento de proteção dos painéis seja conectado, prevenindo correntes reversas, além de um inversor, que transforme a energia - sempre gerada em corrente contínua - numa forma compatível com a rede elétrica, ou seja, em corrente alternada. O uso de baterias não é necessário nesse modelo.

Nesses sistemas, a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é consumida imediatamente e, quando há sobra de energia, a mesma é injetada na rede da concessionária, gerando créditos que poderão ser usados quando necessários. Quando há alguma queda de energia da concessionária, o sistema solar desliga por proteção e norma técnica. Vale lembrar que este sistema não atua como backup de energia e sua finalidade é reduzir o consumo mensal de energia.

Quando o consumo de energia da residência for superior a produção solar, a concessionária fornece a energia complementar e contabiliza o consumo para cobrança na conta de luz ou compensação dos créditos acumulados da geração de energia solar. A troca de energia entre a concessionária e sistema solar funciona de maneira automática. A Figura (4) mostra o esquema básico de um pequeno sistema fotovoltaico ligado à rede.

No Brasil, foi aprovado, em 17 de abril de 2012, pela ANEEL, resoluções que têm como objetivo estimular a geração distribuída de energia elétrica por micro (até 100kW) e mini geradores (entre 100kW e 1MW) para consumo próprio bem como criar e regular um sistema de compensação entre energia gerada e consumida pelo consumidor/gerador diretamente conectado ao sistema de distribuição, como descrito nos parágrafos anteriores.



Figura 3. Sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica.

2.2.3 HÍBRIDOS

Há áreas onde mais de uma fonte renovável se destaca, podendo as mesmas, dependendo da aplicação, serem combinadas em um único sistema, que em muitos casos mostra-se bem atrativo economicamente, além de confiável e flexível. Essa combinação introduz a definição de sistema híbrido de energia, ou simplesmente sistema híbrido. Esse sistema é definido como aquele que utiliza mais de uma fonte de energia que, dependendo da disponibilidade dos recursos, deve gerar e distribuir energia elétrica, de forma otimizada e com custos mínimos, a uma determinada carga ou a uma rede elétrica, isolada ou conectada a outras redes.

Dada a possibilidade de uma fonte suprir a falta temporária de outra, esse tipo de sistema tem capacidade de operar com menor risco de interrupção. A Figura (5) apresenta a configuração geral de um sistema híbrido.

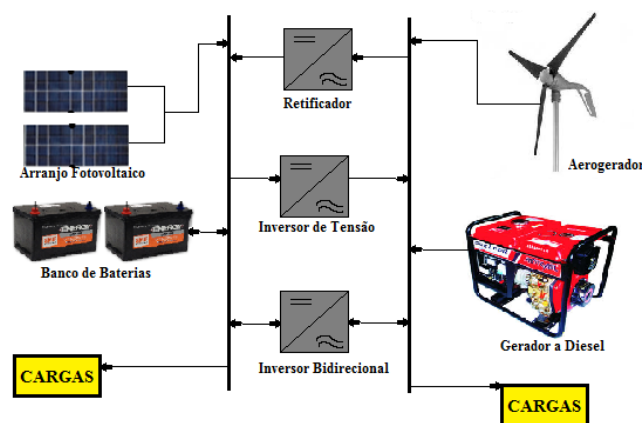


Figura 4. Configuração geral de um sistema híbrido de energia.

2.3 CONSIDERAÇÕES DE CUSTOS

2.3.1 PANORAMA INTERNACIONAL PARA CUSTOS DE INVESTIMENTO

A fim de analisarmos o investimento em sistemas fotovoltaicos, devemos levar em consideração três itens principais: os painéis fotovoltaicos, o inversor de linha e o chamado "Balance of the System - BoS", que inclui os suportes de sustentação, baterias e outros equipamentos elétricos auxiliares, cabos e conexões e a mão de obra necessária para adequação dos componentes do sistema, instalação e montagem.

PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

A célula solar clássica de silício cristalino, é composta por duas camadas de silício contaminadas com diferentes impurezas. A camada orientada para o sol está contaminada negativamente com fósforo, e a camada inferior esta contaminada com boro. É produzido campo elétrico na junção das duas camadas, que conduz à separação das cargas libertadas pela luz solar. No intuito de gerar eletricidade a partir da célula solar, são impressos contatos metálicos nas suas partes frontal e superior.

No caso das células tecnologia de filme fino (TF), os semicondutores fotoativos são aplicados em finas camadas num substrato (na maioria dos casos vidro). Comparando com as temperaturas de fabricação das células de silício cristalino, que vão até 1500°C, as células de filme fino requerem apenas temperaturas situadas entre 200°C e 500°C. Os menores consumos de materiais e de energia, assim como a elevada capacidade de automatização da produção em larga escala, oferece um potencial considerável para a redução dos custos de produção, quando comparada com a tecnologia de produção do silício cristalino.

A Figura (6) obtida da EPIA (European Photovoltaic Industry Association) mostra uma constante redução de preços dos painéis solares, chegando, em julho de 2011, ao valor de €1,2/W na Europa.

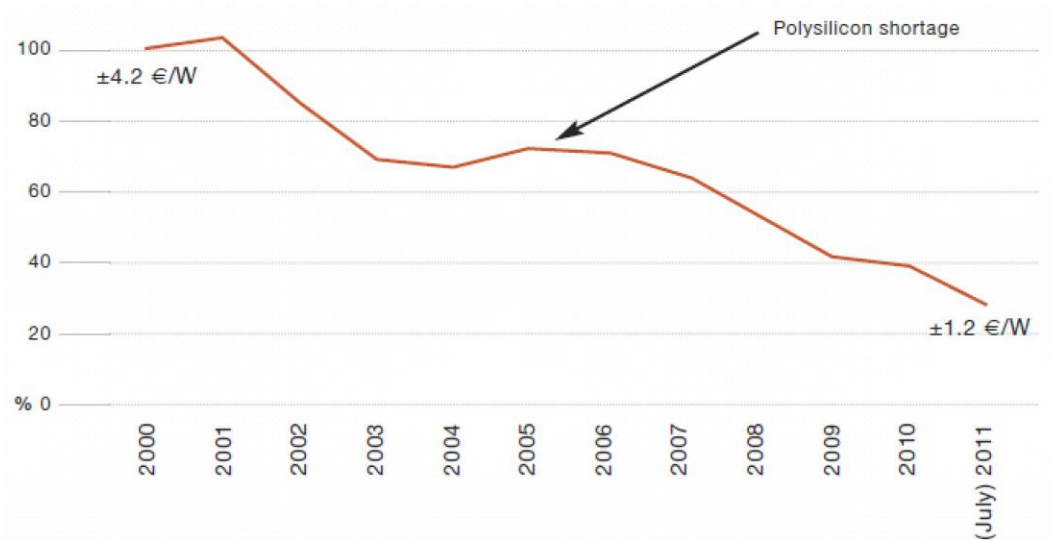


Figura 5. Custo de painéis solares na Europa (EPIA, 2011).

Graças a persistente sobreoferta de painéis fotovoltaicos associada a crise econômica que vem afetando particularmente os países europeus, a redução de custos de módulos de silício cristalino no atacado alcançou, entre janeiro e novembro de 2011, 42% na China e 31% na Alemanha. A Figura (7) mostra que a tecnologia de filme fino (TF) também apresentou uma queda de preços, atingindo €0,78/W em novembro de 2011.

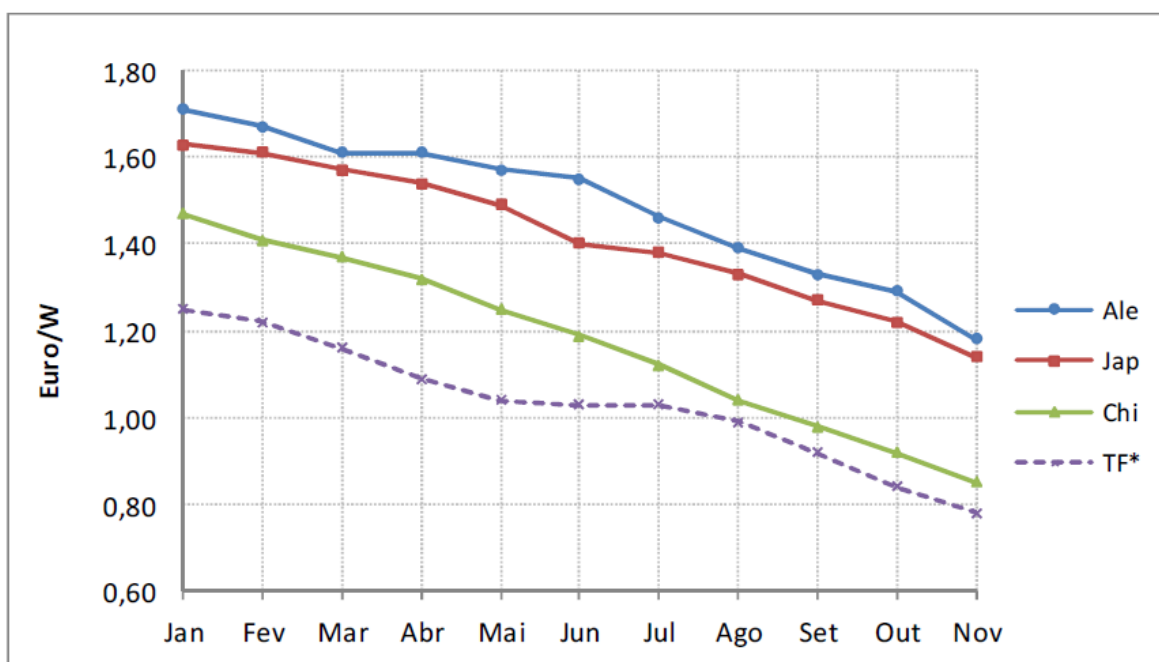


Figura 6. Evolução de custos, no atacado, de painéis solares em 2011 (EPIA, 2011).

Os custos no varejo apresentaram reduções semelhantes, chegando, em Novembro de 2011, na casa de €2,33/W na Europa e US\$2,49/W nos Estados Unidos (valores médios, não levando em conta os impostos).

INVERSORES

O custo unitário de inversores em função da potência nominal, expresso em US\$/W, é mostrado na Fig. (8), retirada do sologico em <www.solarserver.com>. Percebe-se que na

faixa de 1.000W o custo alcança cerca de US\$1,55/W e se estabiliza, em potências nominais superiores a 7.000W, em aproximadamente US\$0,50/W.

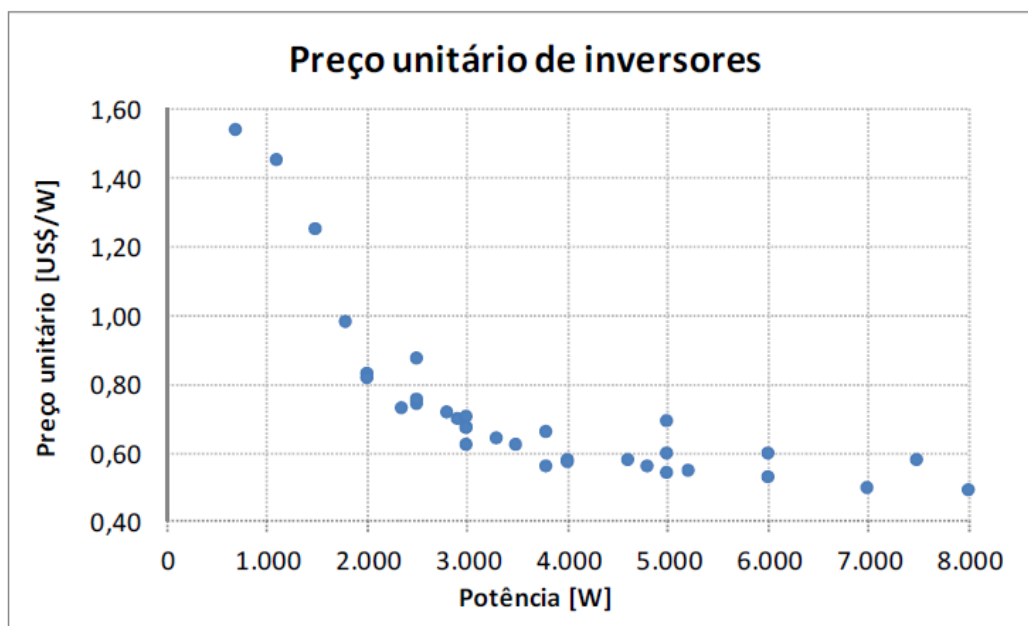


Figura 7. Preço unitário de inversores (Solarserver, 2013).

SISTEMA FOTOVOLTAICO

O preço dos sistemas fotovoltaicos tem se reduzido acentuadamente graças, principalmente, à queda dos preços dos painéis solares. A Figura (9) mostra o peso financeiro de cada componente de um sistema fotovoltaico no orçamento total.

Custo dos Sistemas Fotovoltaicos

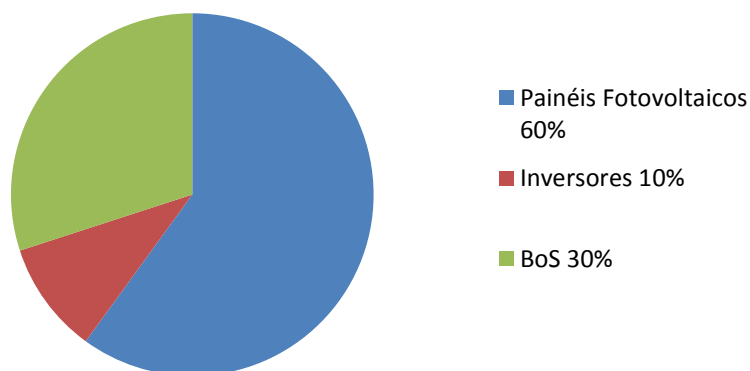


Figura 8. Peso financeiro dos componentes em um sistema fotovoltaico (EPIA, 2011).

Estima-se que em aproximadamente uma década os painéis solares pesarão em apenas 35-40% do total, ao passo que o BoS responderá por metade da inversão total. A Figura (10) mostra a evolução recente dos custos de sistemas fotovoltaicos.

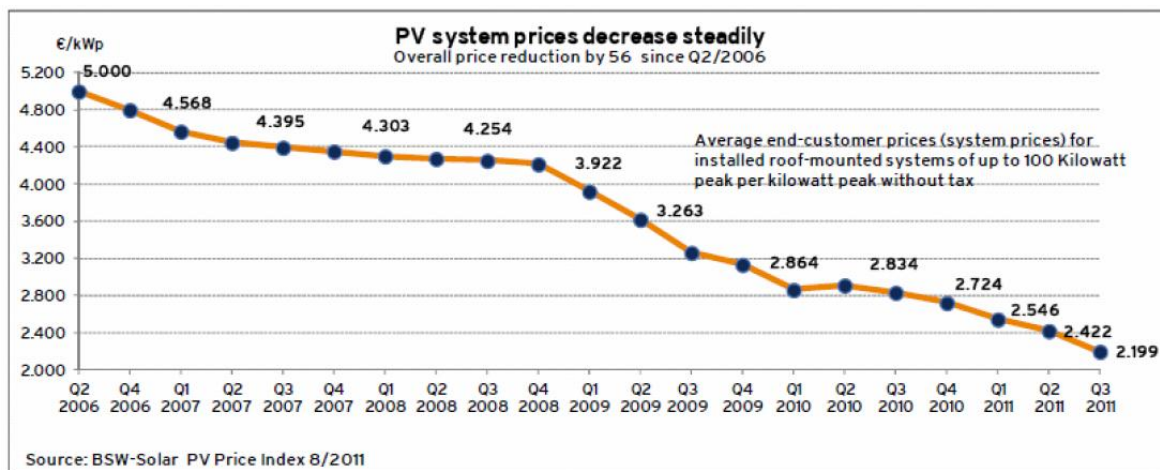


Figura 9. Evolução do preço de sistemas fotovoltaicos (EPIA, 2011).

2.3.2 PANORAMA DE CUSTOS DE INVESTIMENTO NO BRASIL

Para analisar os custos de investimento no Brasil, deve ser levada em conta a incidência de impostos (imposto de importação, IPI, quando for o caso, ICMS, PIS, COFINS, etc.), que nem todas as vezes incidem de maneira homogênea sobre todas as parcelas. A partir de dados do Grupo Setorial Fotovoltaico da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE, mostrados na Fig. (11), observa-se que esse sobrecusto estaria na faixa de 30 a 35%, percentual que incidiria sobre os valores de referência internacionais.

Carga Tributária
Exemplo instalação Corporativa
100 kWp

Componente	Preço cliente final	II	ICMS	IPI	PIS	COFINS	ISS	Carga tributária cliente final	Sistema sem impostos
Modulo	R\$ 406.802	12%	0%	0%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 71.802 18%	R\$ 335.000
Inversor	R\$ 156.402	14%	12%	15%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 58.594 37%	R\$ 97.808
Estruturas, cabos, conexão	R\$ 195.000	0%	18%	10%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 60.937 31%	R\$ 134.063
Projeto, registro, instalação *	R\$ 78.000	0%	0%	0%	1,65%	7,65%	5%	R\$ 14.235 18%	R\$ 63.765
	R\$ 836.203							R\$ 205.567	R\$ 630.636
								25%	75%
Preço sistema R\$/ Wp	R\$ 8,36							R\$ 2,06	R\$ 6,31

Figura 10. Preço unitário de sistemas fotovoltaicos (exceto montagem).

Diante desse quadro, vale ressaltar que os baixos custos atualmente oferecidos nos EUA e na Europa são resultado de um mercado amplo, com alta competitividade, e com sobreoferta decorrente da crise internacional. Por outro lado, deve-se ter em conta o potencial de crescimento do mercado nacional, que tenderia a reduzir os custos de investimento, podendo compensar os custos de internalização avaliados.

3 MODELO MATEMÁTICO

3.1 RECURSO SOLAR

Antes de entrar em detalhes a respeito do modelo fotovoltaico, será útil revisar brevemente sobre alguns conceitos básicos da engenharia de energia solar. A maioria das equações seguintes utilizadas nessa seção foram retiradas do livro Solar Engineering of Thermal Processes, Duffie and Beckman.

3.1.1 DECLINAÇÃO

A declinação é o ângulo entre o plano do equador e a reta definida pelos centros da Terra e do Sol. Seu valor, em graus, é dado pela equação de Cooper:

$$\delta = 23.45 \sin\left(2\pi \frac{284+n}{365}\right) \quad (1)$$

onde n é o dia do ano ($n = 1$ para 1 de Janeiro, $n = 60$ para 1 de Março, etc.). Os valores da declinação variam entre -23.45° em 21 de Dezembro e $+23.45^\circ$ em 21 de Junho.

3.1.2 ÂNGULO HORÁRIO SOLAR E ÂNGULO HORÁRIO DO POR DO SOL

O ângulo horário solar é o deslocamento angular do sol a leste ou oeste do meridiano local; negativo pela manhã e positivo a tarde. O ângulo horário solar é igual a zero ao meio-dia e varia de 15 graus por hora a partir do meio dia. Por exemplo, as 7:00 da manhã o ângulo horário solar é igual a -75° .

O ângulo horário do pôr do Sol ω_s é o ângulo horário solar correspondente ao horário em que o sol se põe. É dado pela seguinte equação:

$$\cos \omega_s = -\tan \Psi \tan \delta \quad (2)$$

onde δ é a declinação, calculada pela Eq. (1), e Ψ é a latitude do local, especificada pelo usuário.

3.1.3 RADIAÇÃO EXTRATERRESTRE E ÍNDICE DE CLARIDADE

A radiação solar fora da atmosfera terrestre é chamada radiação extraterrestre. A radiação extraterrestre diária em uma superfície horizontal, H_0 , pode ser calculada para um dia n pela seguinte equação:

$$H_0 = \frac{86400 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos\left(2\pi \frac{n}{365}\right)\right) (\cos \Psi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \Psi \sin \delta) \quad (3)$$

onde G_{sc} é a constante solar e tem o valor de 1.367 W/m^2 .

Antes de atingir a superfície da terra, a radiação solar é atenuada pela atmosfera e pelas nuvens. A razão da radiação solar na superfície da terra para a radiação extraterrestre é chamada de índice de claridade. Logo, a média mensal do índice de claridade, \bar{K}_t , é definida por:

$$\bar{K}_t = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (4)$$

onde \bar{H} é a média mensal diária de radiação solar em uma superfície horizontal e \bar{H}_0 é a média mensal diária de radiação solar extraterrestre em uma superfície horizontal. O valor de \bar{K}_t depende do local e do tempo do ano considerado; geralmente esses valores estão entre 0.3 (para locais nublados) e 0.8 (para locais bem ensolarados).

3.1.4 CÁLCULO DA IRRADIAÇÃO EM SUPERFÍCIES INCLINADAS

A radiação solar pode ser dividida em duas componentes: a radiação direta, provinda do disco solar sem dispersão da atmosfera terrestre, e a radiação que sofre dispersão da atmosfera, também chamada de radiação difusa.

A média mensal diária de radiação difusa \bar{H}_d é calculada através da média mensal diária de irradiação global \bar{H} usando a correlação de Erbs (Duffie and Beckman, 1991):

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1.391 - 3.560\bar{K}_t + 4.189\bar{K}_t^2 - 2.137\bar{K}_t^3 \quad (5)$$

quando o ângulo horário do pôr do sol para o dia médio do mês é menor que 81.4° , e:

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1.311 - 3.022\bar{K}_t + 3.427\bar{K}_t^2 - 1.821\bar{K}_t^3 \quad (6)$$

quando o ângulo horário do pôr do sol é maior que 81.4° .

Então, a radiação média diária é quebrada em valores horários. Isso é feito através da formula de Collares - Pereira e Rabl para irradiação global:

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{(\cos \omega - \cos \omega_s)}{(\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s)} \quad (7)$$

$$a = 0.409 + 0.501 \sin \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (8)$$

$$b = 0.660 - 0.4767 \sin \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (9)$$

sendo r_t a razão horária total da radiação diária global total, com ω_s e ω expressos em radianos. Da fórmula de Liu e Jordan para radiação difusa:

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{(\cos \omega - \cos \omega_s)}{(\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s)} \quad (10)$$

onde r_d é a razão horária total da radiação diária difusa total. Para cada hora do "dia médio do mês", a irradiação global \bar{H} e suas componentes direta e difusa \bar{H}_b e \bar{H}_d são dadas por:

$$H = r_t \bar{H} \quad (11)$$

$$H_d = r_d \bar{H}_d \quad (12)$$

$$H_b = \bar{H} - \bar{H}_d \quad (13)$$

Finalmente, o cálculo da irradiação horária no plano do painel fotovoltaico, \bar{H}_t , é feito usando um modelo anisotrópico simples descrito na seção 2.16 de Duffie e Beckman (1991):

$$H_t = (H_b + I_a A_i) R_b + H_d (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (14)$$

onde ρ representa a reflectância do solo, β representa o declive do painel solar. A reflectância do solo é estabelecida em 0,2 se a média mensal de temperatura é maior que 0°, 0,7 se for menor que -5°, com uma interpolação linear de temperaturas entre esses valores. R_b é a razão da radiação direta do painel solar para a horizontal, e pode ser expressa por:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (15)$$

onde θ é o ângulo de incidência da radiação solar no painel e θ_z é o ângulo solar de zênite. A_i é o índice de anisotropia calculado por:

$$A_i = \frac{H_b}{H_0} \quad A_i = \frac{H_b}{H_0} \quad (16)$$

3.1.5 POTENCIAL SOLAR EM NÍVEL DO SOLO

Para projetar um sistema fotovoltaico é necessário o conhecimento e a cuidadosa manipulação de dados da radiação solar de um determinado lugar em particular. O potencial de energia solar no Brasil é medido de várias maneiras, dentre as quais se podem citar: os instrumentos de medição, modelos e mapeamento por satélite.

Com um histórico das medidas da radiação solar na superfície terrestre, tanto a componente direta como a componente difusa, podem-se viabilizar instalações de sistemas térmicos e fotovoltaicos em um determinado local, garantindo o máximo de aproveitamento ao longo do ano, onde as variações da intensidade da radiação solar sofrem significativas alterações.

Os levantamentos de recurso solar para fins de aproveitamento energético, geralmente, utilizam dois tipos de medições. Um deles registra apenas a componente global da radiação, e outro que registra a radiação global e sua componente difusa para, a partir desses valores, obter a radiação direta incidente. Para medições de radiação global, o instrumento mais utilizado é o piranômetro, mostrado na Fig. (12), cujo sensor fica localizado no plano horizontal, onde recebe radiações de todas as direções.



Figura 11. Piranômetro fotovoltaico.

A maneira mais comum de se apresentar os dados solarimétricos medidos é em termos de energia por unidade de área, ou irradiação, no plano horizontal. Os dados também podem ser obtidos sob a forma de potência por unidade de área (irradiância). Dependendo da aplicação, medições com bases mensal, diária, ou horária podem ser utilizadas. A partir de análises precisas durante longo período de tempo, é habitualmente calculado um valor médio correspondente a um período específico. O gráfico da Fig. (13), plotado pelo software HOMER, < <http://www.homerenergy.com/>>, apresenta valores médios de irradiância global, obtidos em superfície horizontal, referentes a um ano para a cidade de Brasília.

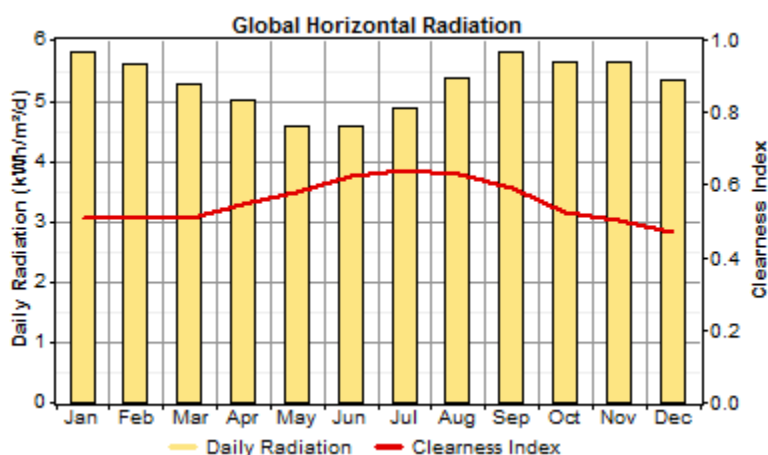


Figura 12. Gráfico de irradiância em Brasília no período de um ano.

Geralmente, os dados de radiação solar são coletados em intervalos amostrais de um segundo e integrados em intervalos de 10 minutos, uma hora, ou um dia. Na medida em que o período de amostragem e integração diminui, a precisão da análise melhora proporcionalmente. Os dados solarimétricos devem ser tratados e analisados para serem utilizados no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Na Tabela (1) apresenta-se a disponibilidade anual média do recurso solar em kWh/m²/dia para algumas cidades do Brasil, levando em conta a inclinação ótima de captação.

Tabela 1. Irradiação solar em diferentes latitudes do Brasil.

Localidade	Latitude [°]	Longitude [°]	Energia [kWh/m ² /dia]
------------	--------------	---------------	-----------------------------------

São Paulo	-23,30	-46,37	4.50
Salvador	-13,01	-38,31	5.01
Cuiabá	-15,33	-56,07	5.33
Porto Alegre	-30,01	-51,13	4.85
Fortaleza	-3,46	-38,36	5.30
Manaus	-3,08	-60,01	5.13
Brasília	-15,47	-47,56	5.28
Belo Horizonte	-19,56	-43,56	5.16
Macapá	-0,02	-50,03	5.05
Curitiba	-25,32	-49,35	4.72

Percebe-se que o Brasil, por ser um país localizado em sua maior parte na região intertropical, possui grande potencial de energia solar durante quase todo o ano e em todo o seu território.

3.2 MODELO DE SISTEMAS

3.2.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Existe um amplo leque de aplicações fotovoltaicas, onde é possível utilizar software e programas de simulação. Estas ferramentas permitem resolver problemas de dimensionamento e levar à otimização dos sistemas fotovoltaicos. Os programas de simulação permitem verificar valores de tensão limiar de condução e estados operacionais, e simular o funcionamento de um sistema para diferentes configurações. A qualidade dos resultados depende do rigor dos parâmetros introduzidos e do método de simulação utilizado.

Na escolha do programa de simulação, é importante considerar o tipo de aplicação solar, o âmbito de intervenção ou o campo de aplicações do programa. Como nesse projeto trabalhou-se com um sistema autônomo, optou-se por utilizar o software HOMER.

3.2.2 HOMER

O HOMER é um software de modelagem de sistemas energéticos renováveis. Ele realiza uma otimização que simula configurações de sistemas que utilizam variados tipos de fonte de energia renovável (RES - renewable energy sources) e os balanceia baseando-se no custo presente líquido (NPC - net present cost), que é o custo total de se instalar e operar o sistema durante seu tempo de vida. A ferramenta primeiramente avalia a viabilidade técnica do sistema RES (se o sistema pode adequadamente fornecer cargas elétricas e térmicas, ou quaisquer outras restrições impostas pelo usuário). Em seguida, o software estima o NPC do sistema.

O HOMER modela cada configuração de sistema individual realizando uma simulação de hora em hora da operação durante o período de um ano. A energia renovável disponível é calculada e comparada à carga elétrica requerida. Em seguida, são feitos os cálculos para o período de um ano, associados a quaisquer restrições impostas pelo usuário.

O custo presente líquido (NPC) representa o custo do ciclo de vida do sistema. Os cálculos do software avaliam todos os custos ocorrendo dentro do tempo de vida do projeto,

incluindo custos iniciais de instalação, substituição de componentes, manutenção e combustível (para o caso de se utilizar geradores diesel).

Os dados de entrada do HOMER incluem dados como a radiação solar horária da região, temperatura, dados da carga, dados da rede elétrica local entre outros; especificações técnicas e custos dos painéis fotovoltaicos, baterias, inversores e todos os demais equipamentos utilizados no projeto assim como o custo da energia fornecida pela rede elétrica local (caso o sistema seja on - grid).

3.2.3 PAINEL FOTOVOLTAICO

O modelo de sistemas mostrado nessa seção e nas seções seguintes corresponde ao modelo matemático utilizado pelo software HOMER, < <http://www.homerenergy.com/>>, no qual foram feitas as simulações presentes nesse trabalho.

O painel fotovoltaico é modelado como um dispositivo que produz eletricidade em corrente contínua (cc) em proporção direta a radiação solar global incidente no mesmo, independente de sua temperatura e voltagem nas quais ele é exposto. A potência de saída é calculada utilizando a seguinte equação:

$$P_{PV} = f_{PV} Y_{PV} \frac{H}{H_S} \quad (17)$$

onde f_{PV} é o fator de descarga do painel, Y_{PV} é a capacidade nominal desse painel (kW), H é a radiação solar global (direta mais difusa) incidente na superfície do painel (kW/m²), e H_S equivale a 1 kW/m², que é a quantidade padrão de radiação utilizada para avaliar a capacidade do painel.

A capacidade nominal (também chamada de capacidade de pico) do painel PV é a quantidade de energia que ele produziria sobre condições normais de ensaio com irradiação incidente de 1kW/m² e a temperatura do painel sendo 25°C. No software utilizado nesse trabalho, o tamanho do painel fotovoltaico é especificado em termos da capacidade nominal. A capacidade nominal conta tanto para a área quanto para a eficiência do módulo PV, então nenhum desses parâmetros aparece explicitamente no HOMER. Um módulo PV de 40W de silicone amorfo (cuja eficiência é baixa) será maior que um módulo de 40W de silicone policristalino (cuja eficiência é alta), porém essa diferença de tamanho não implica nenhuma consequência para o HOMER.

A cada hora do ano, é calculada a radiação solar global incidente no painel PV, utilizando a Eq.(14), descrita na Seção 2.16 de Duffie and Beckmann. Lembrando que esse modelo leva em consideração o valor atual do recurso solar (a radiação solar global incidente em uma superfície horizontal), a orientação do painel PV, a localização na superfície terrestre, o período do ano e o período do dia. A orientação do painel pode ser fixada ou pode variar de acordo com vários esquemas de acompanhamento.

O fator de descarga f_{PV} é um fator de escala cujo objetivo é levar em conta os efeitos da poeira no painel, temperaturas elevadas ou qualquer outro fator que possa levar os valores dos dados coletados do painel PV a se desviarem daqueles esperados sobre condições ideais. O software utilizado no presente projeto não leva em conta de que a potência útil de um painel PV diminui de acordo com a elevação da temperatura do painel, mas o usuário pode diminuir o fator de descarga até (grosseiramente) corrigir o efeito da temperatura ao modelar sistemas para ambientes com climas quentes.

Na realidade, a produção energética de um painel fotovoltaico depende fortemente e de maneira não linear da voltagem a qual este está exposto. O ponto de potência máxima (voltagem em que a potência útil é maximizada) depende da radiação solar e da temperatura. Se o painel estiver conectado diretamente a uma carga de corrente contínua ou a um banco de baterias, ele será frequentemente exposto a uma voltagem diferente daquela do ponto de potência máxima e o desempenho será prejudicado. Para corrigir esse problema, utiliza-se um acompanhador de ponto de potência máxima (MPPT), que é colocado entre o painel PV e o resto dos componentes ligados em corrente contínua e assegura que a voltagem do painel é sempre igual a do ponto de potência máxima.

No HOMER, para descrever o custo de um painel PV, o usuário especifica o custo inicial, o custo de reposição e operação e manutenção (O&M), sendo todos os valores em dólares. O custo de reposição é o custo de se repor um painel solar ao fim de sua vida útil, em anos, especificada pelo usuário.

3.2.4 BATERIAS

No modelo utilizado assume-se que as propriedades das baterias permanecem constantes ao longo de suas vidas úteis e não são afetadas por fatores externos como a temperatura. Nesse projeto, as propriedades físicas consideradas são: voltagem nominal, curva de capacidade, curva de durabilidade, mínimo estado de carga e eficiência de ida e volta. A curva de capacidade mostra a capacidade de descarga da bateria em ampéres-hora (Ah) versus a descarga atual em ampéres. A curva de durabilidade mostra o número de ciclos de carga e descarga que a bateria é capaz de suportar versus a profundidade do ciclo. O número de ciclos até a falha tipicamente diminui com o aumento da profundidade do ciclo. O mínimo estado de carga é o estado de carga em que, abaixo dele, a bateria não pode ser descarregada a fim de prevenir danos permanentes. Nas simulações feitas nesse projeto, não foi permitido que a bateria descarregasse além desse limite. A eficiência de ida e volta indica a porcentagem de energia passando pela bateria que pode ser retomada.

Para calcular a taxa máxima permitida de carga e descarga na bateria, é utilizado, nesse projeto, o modelo da bateria cinética, que trata a bateria como um sistema de dois tanques, como mostrado na Fig. (14).

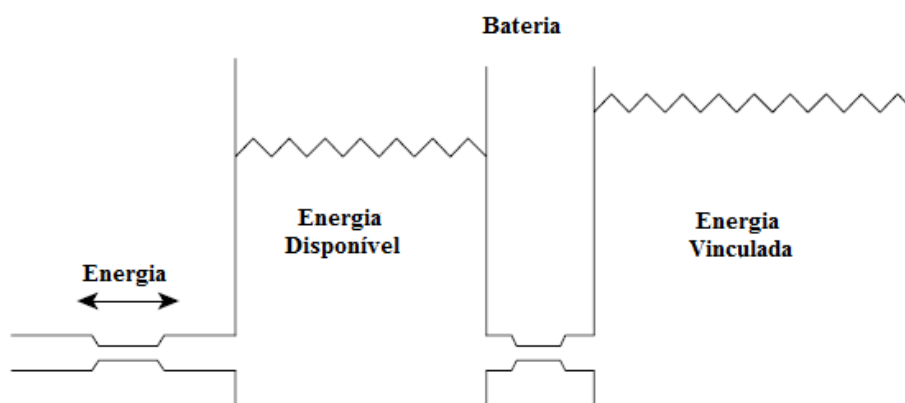


Figura 13. Modelo conceitual da bateria cinética.

De acordo com o modelo da bateria cinética, parte da capacidade de armazenamento de energia da bateria é imediatamente disponível para carregar ou descarregar, mas o resto é quimicamente vinculado. A taxa de conversão entre a energia disponível e a energia vinculada depende da diferença de "altura" dos dois tanques. Três parâmetros descrevem a bateria. A máxima capacidade da bateria é a soma do tamanho dos dois tanques. A taxa de capacidade é a razão do tamanho do tanque de energia disponível para a soma do tamanho dos dois tanques. A chamada taxa constante é análoga ao tamanho do tubo entre os dois tanques.

O modelo da bateria cinética explica o perfil típico de uma curva de capacidade de uma bateria, como mostrado no exemplo mostrado na Fig. (15).

A taxas altas de descarga, o tanque de energia disponível esvazia-se rapidamente, e muito pouco da energia vinculada pode ser convertida em energia disponível antes que o tanque disponível se esvazie, nesse momento a bateria não suporta mais a alta taxa de descarga e aparece completamente descarregada. A taxas de descarga menores, mais energia vinculada pode ser convertida em energia disponível antes que o tanque de energia disponível se esvazie, então a capacidade aparente é elevada. O HOMER traça uma curva de ajuste na curva de descarga da bateria para calcular os três parâmetros do modelo da bateria cinética. A linha na Fig. (15) corresponde a essa curva de ajuste.

Modelar a bateria como um sistema de dois tanques no lugar de um sistema de somente um tanque tem dois efeitos. Primeiro, significa que a bateria não pode ser completamente carregada ou descarregada de uma só vez; uma carga completa requer uma quantidade infinita de tempo a uma carga atual que assintoticamente se aproxima de zero. Em segundo lugar, significa que a habilidade da bateria de carregar ou descarregar depende não só do seu estado de carga atual, como também de seu histórico atual de carga e descarga. No caso do HOMER, ele monitora os níveis nos dois tanques a cada hora, e modela ambos os efeitos.

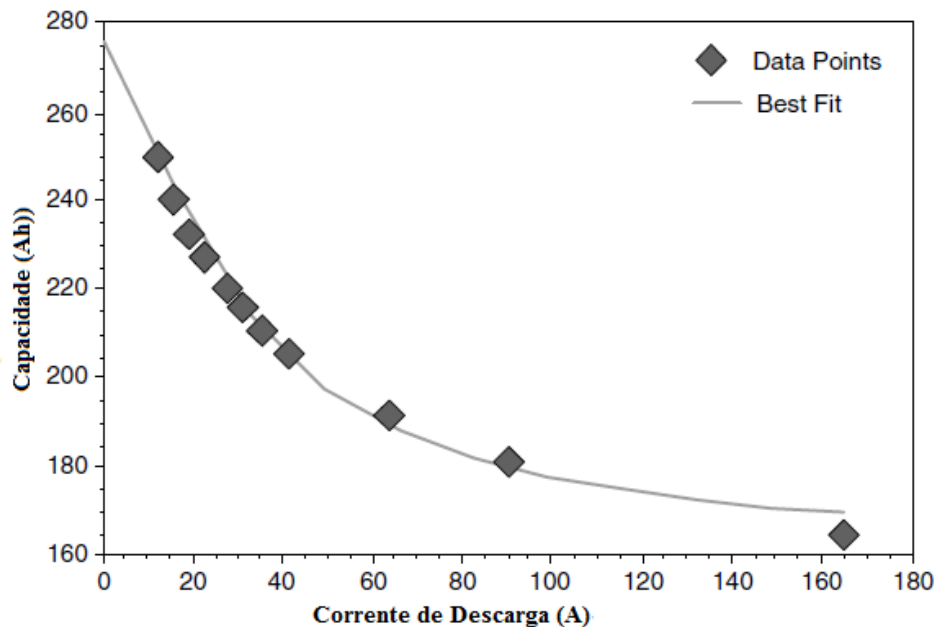


Figura 14. Curva de capacidade de uma bateria de ciclo profundo modelo US-250 da U.S Battery Manufacturing Company (www.usbattery.com).

A Figura (16) mostra a curva de durabilidade típica de uma bateria de chumbo-ácido de ciclo profundo. O número de ciclos até a falha (mostrado no gráfico como os pontos mais claros) cai acentuadamente de acordo com a profundidade da descarga. Para cada ponto nessa curva, pode-se calcular a produtividade durante a vida útil da bateria achando o produto do número de ciclos, a profundidade de descarga, a voltagem nominal da bateria, e a máxima capacidade da bateria, mencionada anteriormente. A curva de produtividade durante a vida útil, mostrada na Fig. (16) com os pontos mais escuros, apresenta tipicamente uma dependência muito mais fraca da profundidade do ciclo. O HOMER assume simplificada que a produtividade durante a vida útil é independente da profundidade da descarga. O valor que o software sugere para essa produtividade é a média dos pontos da curva de durabilidade acima do mínimo estado de carga, mas o usuário pode modificar esse valor para ser mais ou menos conservativo.

Ao assumir que a produtividade durante a vida útil é independente da profundidade do ciclo, significa que o HOMER pode estimar a vida do banco de baterias simplesmente monitorando a quantidade de energia ciclando através dele, sem ter que considerar a profundidade de vários ciclos de carga e descarga. O cálculo da vida do banco de baterias, em anos, é dado por:

$$R_{bat} = \min\left(\frac{N_{bat}Q_{vidautil}}{Q_{prod}}, R_{bat,f}\right) \quad (18)$$

Onde N_{bat} é o número de baterias do banco, $Q_{vidautil}$ é produtividade durante a vida útil de uma única bateria, Q_{prod} é a produtividade anual (a quantidade total de energia que cicla

através da bateria em um ano), e $R_{bat,f}$ a vida de flutuação da bateria (a vida máxima indiferente da produtividade).

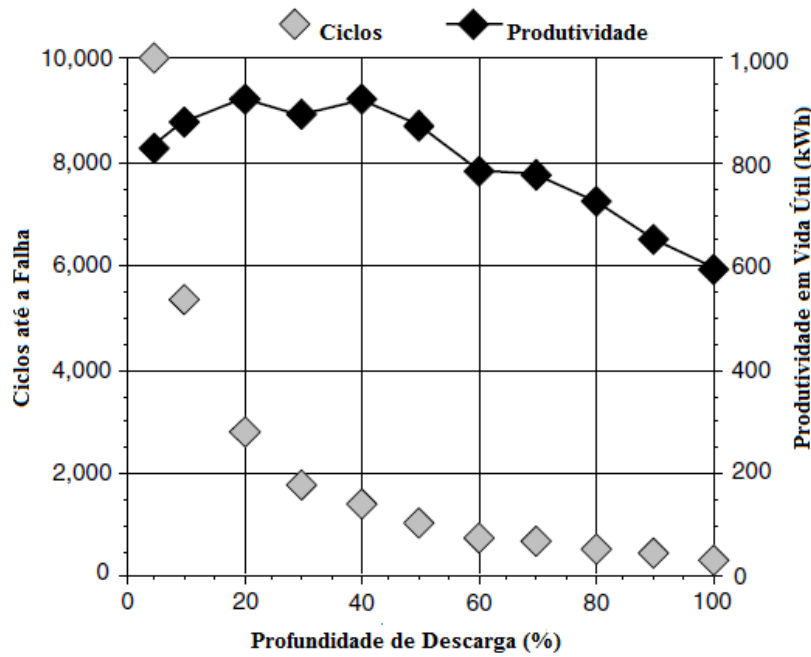


Figura 15. Curva de durabilidade de uma bateria de ciclo profundo modelo US-250 da U.S Battery Manufacturing Company (www.usbattery.com).

No HOMER, o usuário especifica o custo inicial, de reposição e de operação e manutenção (O&M) por ano, em dólares. Sendo o banco de baterias uma fonte despachável de energia, o software calcula seu custo fixo e marginal de energia para comparação com outras fontes despacháveis. Para seu custo marginal de energia, é feita a soma do custo de desgaste da bateria (o custo por kWh de energia ciclada através do banco de baterias) e o custo de energia da bateria (o custo médio de energia armazenado no banco de baterias). Então, o cálculo do custo do desgaste da bateria é dado por:

$$c_{bw} = \frac{C_{rep,bat}}{N_{bat} Q_{vidautil} \sqrt{\eta_{iv}}} \quad (19)$$

onde $C_{rep,bat}$ é o custo de reposição do banco de baterias (em dólares), N_{bat} é o número de baterias no banco, $Q_{vidautil}$ é produtividade durante a vida útil de uma única bateria (kWh), e η_{iv} é a eficiência de ida e volta.

O HOMER calcula o custo de energia da bateria a cada hora da simulação dividindo o custo total acumulado de carregar o banco de baterias pelo custo total acumulado de energia armazenada no banco.

3.2.4 INVERSOR

O inversor é um dispositivo que converte energia elétrica de corrente contínua (cc) para corrente alternada (ac) em um processo chamado *inversão*, e/ou de AC para CC em um processo chamado *retificação*. O tamanho do inversor refere-se a capacidade do inversor, sendo a máxima quantidade de energia em ac que o dispositivo pode produzir invertendo energia em cc. O HOMER assume que as capacidades de inversão e retificação não são

capacidades de aumento que o dispositivo pode suportar por curtos períodos de tempo, mas sim, capacidades contínuas que o dispositivo pode suportar pelo tempo que for necessário.

Finalmente, no que se trata da eficiência da inversão e retificação, o HOMER assume como sendo constante. As propriedades econômicas do inversor são seu custo inicial, seu custo de reposição, seu custo anual O&M por ano e sua vida útil em anos.

4 ESTUDO DE CASO

4.1 SISTEMA INSTALADO

4.1.1 LOCAL

Para uma boa instalação é importante selecionar a melhor localização possível para os módulos fotovoltaicos. A localização deve reunir as seguintes condições:

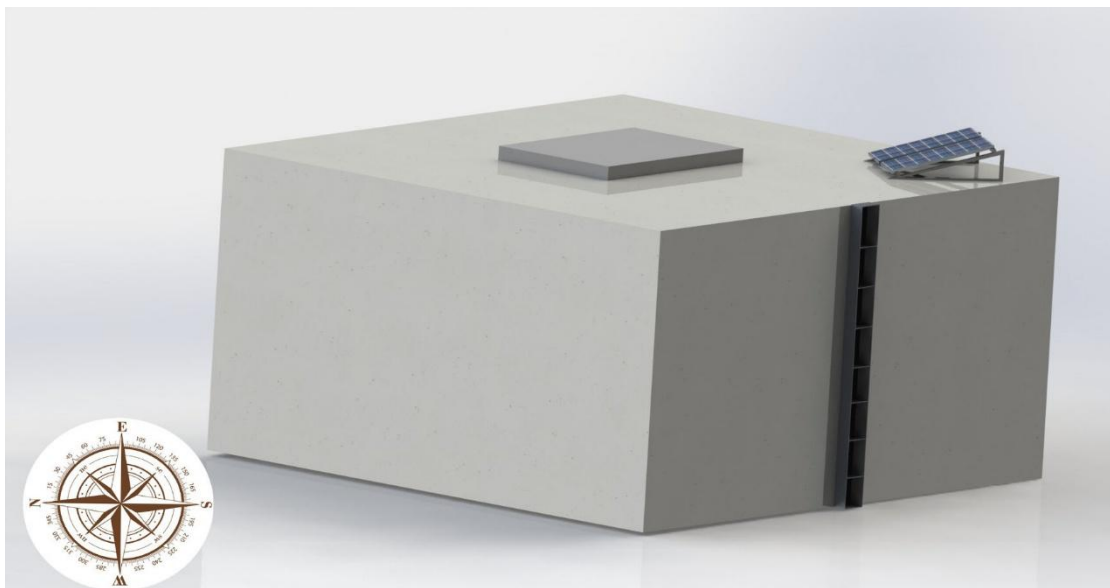
- Estar o mais próximo possível das baterias (a fim de minimizar a secção do cabo);
- Ter condições ótimas para a recepção da radiação solar. Os módulos devem estar suficientemente afastados de qualquer objeto que projete sombra sobre eles no período de melhor radiação (habitualmente das 9 às 17 horas) no dia mais curto do ano.

Os módulos foram instalados no telhado de um dos edifícios da Universidade de Brasília, Faculdade Gama, como representado na Fig. (17). Essa configuração atende bem à condição de recepção da radiação solar, graças a ausência de sombreamento no local da instalação. Porém, o restante do sistema (controlador de carga, baterias, inversor e cargas) foi instalado no laboratório de energia, localizado no mesmo prédio para protegê-lo contra desgastes naturais causados por chuva, umidade, temperatura, etc. Detalhes sobre a instalação elétrica serão especificados mais adiante.

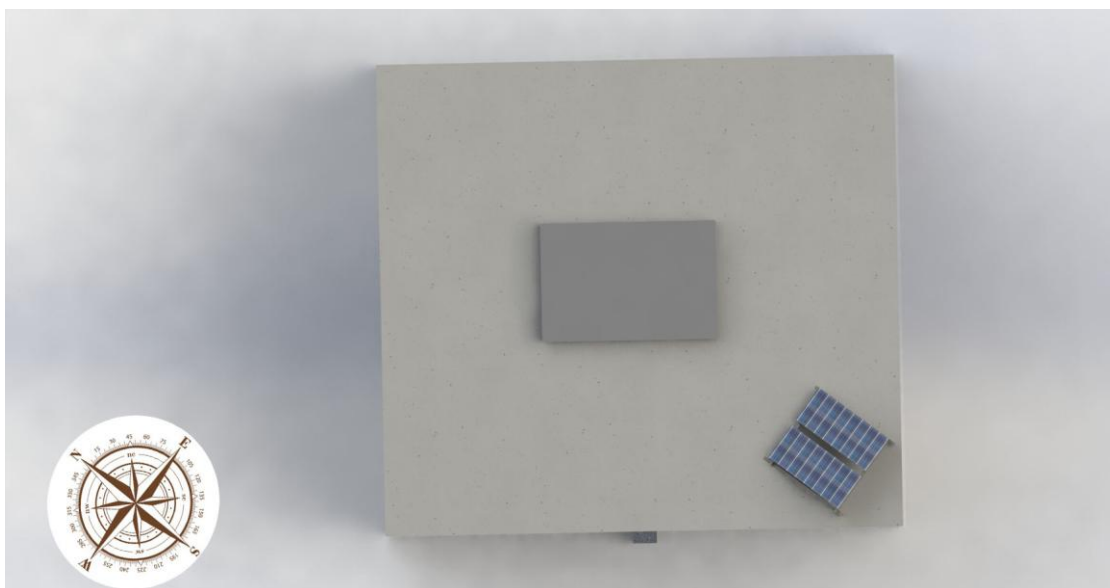


Figura 16. Universidade de Brasília, Faculdade Gama.

As Figuras (18) e (19) mostram os desenhos gráficos, feitos através do software SolidWorks, disponível em <www.solidworks.com>, representando o local onde foi instalado o sistema.



**Figura 17. Desenho gráfico representando o local onde o sistema fotovoltaico foi instalado.
Vista em perspectiva.**



**Figura 18. Desenho gráfico representando o local onde o sistema fotovoltaico foi instalado.
Vista normal ao plano.**



Figura 19. Universidade de Brasília, Faculdade Gama. Laboratório de Energia.

4.1.2 ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS

A posição dos módulos fotovoltaicos relativamente ao sol é de extrema importância para que a produção energética seja a máxima possível. A radiação solar é sempre maior numa área que estende perpendicularmente em relação aos raios solares, do que numa área horizontal das mesmas dimensões. Uma vez que o azimute e a altura solar mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar varia constantemente na maior parte das áreas potenciais ao aproveitamento de energia solar. Para um ângulo ótimo de captação, os módulos devem ser orientados de modo que sua parte frontal aponte para o Norte geográfico (ou Sul, caso estejam no hemisfério Norte).

O grau de inclinação é dependente da latitude em que eles serão instalados. Por exemplo, painéis em latitudes de 0-15 graus devem ser inclinados em 15 graus com a horizontal. Já os painéis posicionados a 15-25 graus de latitude é sugerido que sejam inclinados no mesmo grau da latitude.

Como Brasília esta situada em uma Latitude de 15° 59' Sul, foi adotada a inclinação de 15 graus para os módulos. Para obedecer essa configuração, foi projetado um suporte, feito de metalon, inclinado em 15°, podendo suportar os dois painéis utilizados no presente projeto, como representado nas figuras adiante.

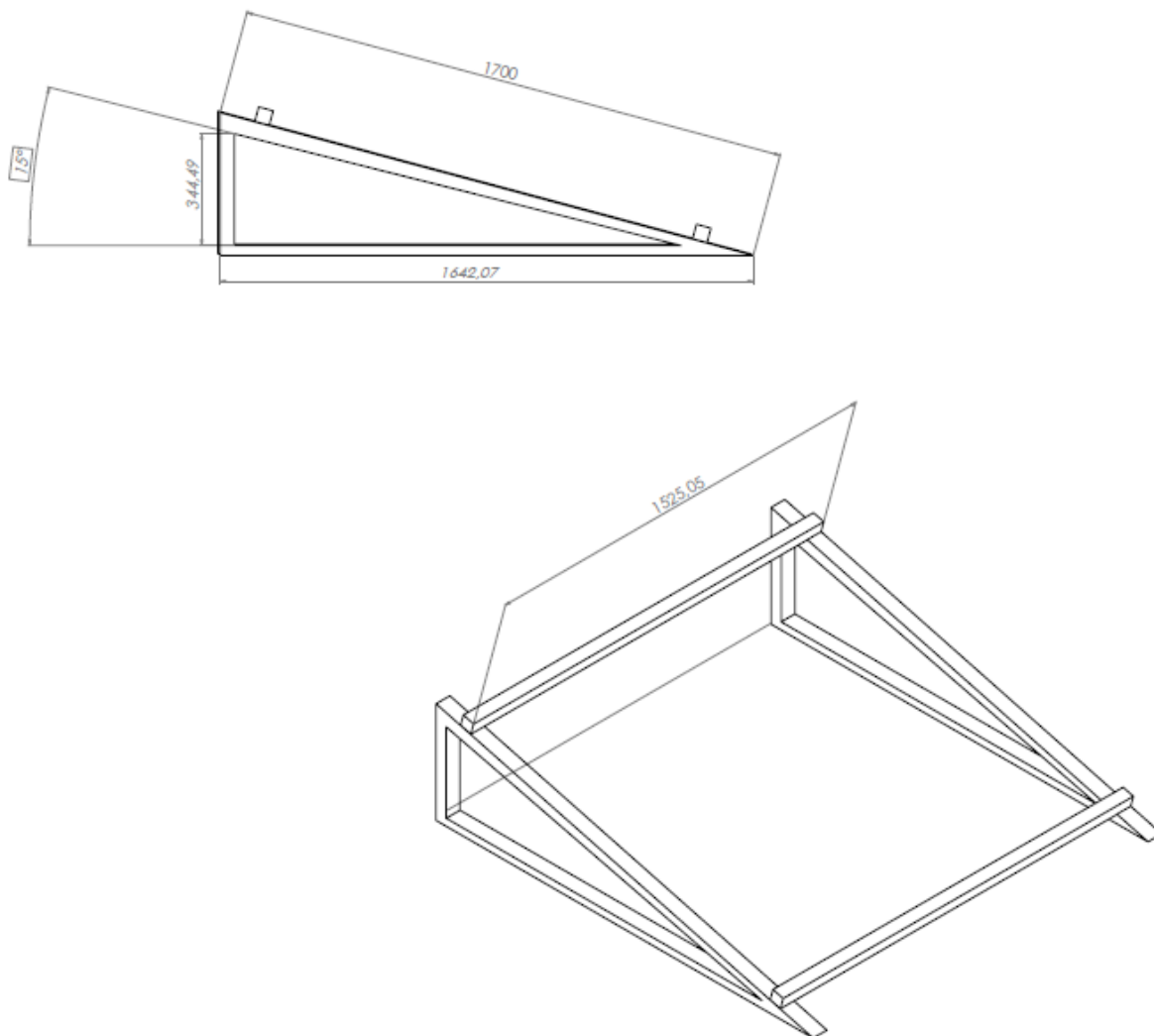


Figura 20. Projeto do suporte feito através do software SolidWorks. Desenho de montagem.



Figura 21. Suporte, feito em metalon, inclinado 15°.



Figura 22. Módulos fotovoltaicos fixados ao suporte, orientados para o Norte geográfico.

4.1.3 INSTALAÇÃO ELÉTRICA DOS MÓDULOS

A Tabela (2) mostra as características elétricas do módulo fotovoltaico utilizado no projeto.

Tabela 2. Características elétricas do módulo.

Modelo	KD 140SX-UPU
Potência Nominal	140 W
Corrente Nominal	7.91 A
Corrente em curto-circuito	8.68 A
Tensão Nominal	17.7 V
Tensão de circuito aberto	22.1 V

Os módulos foram ligados em paralelo, fornecendo uma corrente máxima de aproximadamente 15.82 Amperes a uma tensão de 17.7 Volts, como mostrado na Fig. (24).

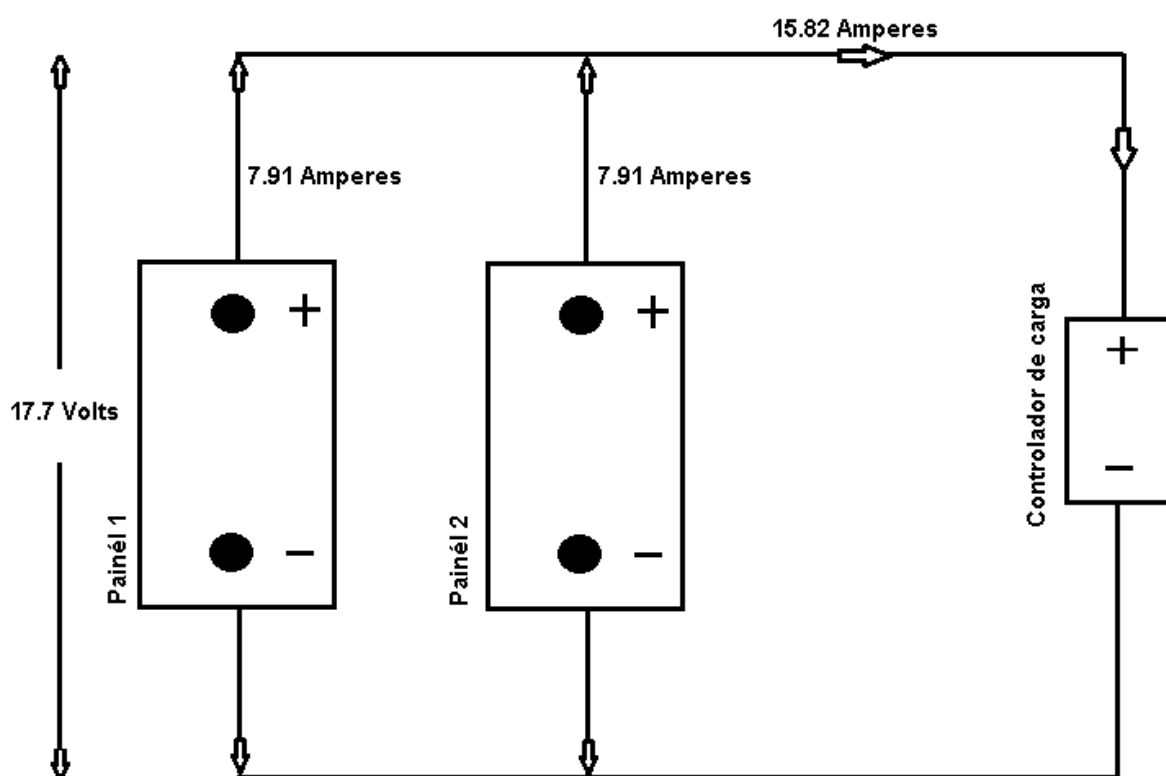


Figura 23. Módulos fotovoltaicos ligados em paralelo. Circuito elétrico.



Figura 24. Módulos fotovoltaicos ligados em paralelo. Terminais.

Para a conexão entre os módulos solares e o controlador de carga recomenda-se o uso de cabos do tipo PP ou cabos do tipo PVC anti-chama. Porém, como no presente projeto foram operados apenas dois painéis, gerando uma potencia relativamente baixa, foram utilizados cabos de cobre isolados com uma secção de 4 mm² protegidos por um eletroduto a fim de evitar danos causados pelos efeitos do sol e da chuva.



Figura 25. Eletroduto 25mm.



Figura 26. Mangueira presa ao suporte através de abraçadeira plástica.



Figura 27. Sequência de fotos mostrando o percurso dos cabos até o laboratório.

4.1.4 RELÉ PROGRAMÁVEL

O relé programável é um controlador lógico programável, ou CLP, de pequeno porte que compreende funções limitadas (comparado aos CLP's tradicionais), a fim de atender operações mais "simples". É um equipamento utilizado em tarefas de intertravamento, temporização, contagem e operações matemáticas básicas, substituindo contatores auxiliares, temporizadores e contadores eletromecânicos, reduzindo espaços e facilitando significativamente as atividades de manutenção.

No presente projeto, foi utilizado um relé programável modelo WEG CLIC 02 10HR-A, alimentação 220-240V AC, contendo 6 pontos de entrada digital e 4 saídas digitais a relé. A programação do aparelho é feita em linguagem LADDER e pode ser montada em um computador e transferida ao aparelho ou via display do próprio equipamento. O fato de se tratar de um relé programável e não de um CLP propriamente dito faz com que alguns cuidados tenham de ser tomados no momento da programação e devem-se levar em conta algumas limitações do aparelho, como por exemplo:

- Quando trabalhando com LADDER cada linha de programação suporta no máximo 3 contatos e uma bobina.
- O relé programável admite a configuração de no máximo 44 pontos de entradas e saídas digitais e possui capacidade de 200 linhas de programação LADDER ou 99 blocos lógicos de função.

A função relógio do CLP foi utilizada para executar o perfil de carga descrito na seção 4.1.6, realizando o controle de determinadas cargas de acordo com os horários programados.



Figura 28. CLP WEG CLIC 02 10HR-A.

4.1.5 AQUISIÇÃO DE DADOS

A aquisição de dados do sistema fotovoltaico foi feita pela leitura de dados de tensão e corrente do painel (para obter a potência cedida pelos módulos) e tensão da bateria. Para isso, foi utilizado um Arduino, programado pelos alunos de Engenharia Eletrônica da Universidade de Brasília, Faculdade Gama.

O Arduino é uma plataforma física de computação de código aberto baseado numa simples placa microcontroladora, e um ambiente de desenvolvimento para escrever o código para a placa. Os dados requisitados para o projeto foram coletados levando em conta que o Arduino consegue ler dados de tensão de até 5 V.

Para coletar os dados de tensão do painel e da bateria foram necessários divisores de tensão para garantir que a tensão de entrada nos sensores do equipamento não ultrapassasse a tensão suportada. Para medir a corrente foi necessário inserir uma baixa resistência em série com os módulos, tornando assim possível medir a tensão na mesma, possibilitando então obter a corrente através da Primeira Lei de Ohm, definida por:

$$U = RI \quad (20)$$

Onde U é a tensão, R é a resistência elétrica e I , a corrente.

Sendo o valor da resistência 0.05Ω , e a corrente máxima fornecida pelos módulos 15.82 A, logo, pela Eq. (20), teremos um valor máximo de tensão equivalente a 0.791 V. Assim, com essa relação e as relações de entrada e saída dos divisores de tensão, podemos utilizar os dados coletados pelo Arduino para fazer a comparação com os dados fornecidos pela simulação através do HOMER.

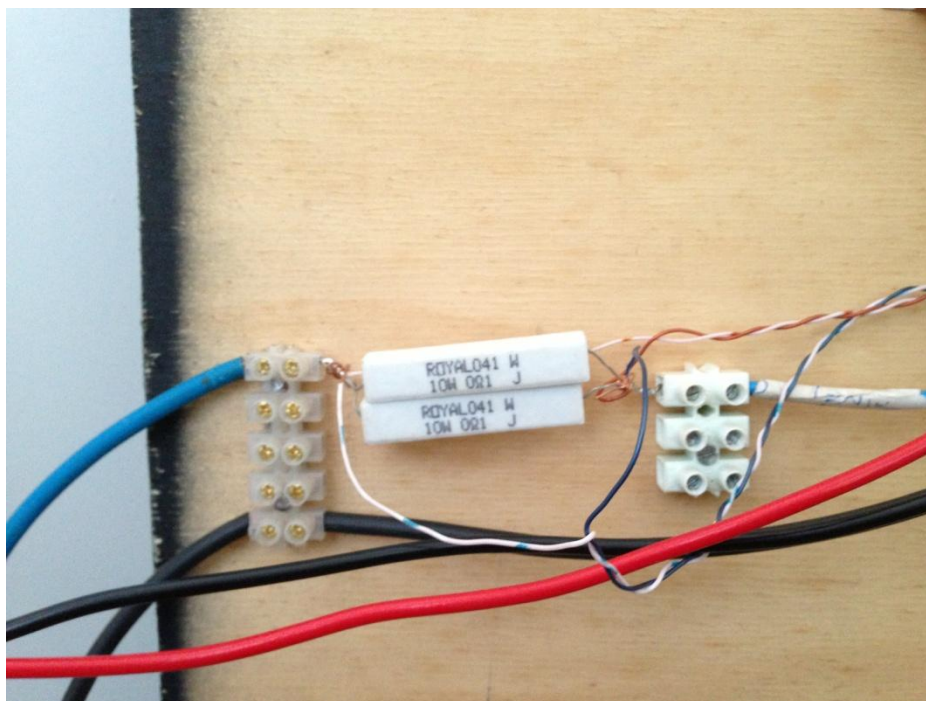


Figura 29. Resistência em série com os módulos, para obter dados de corrente.

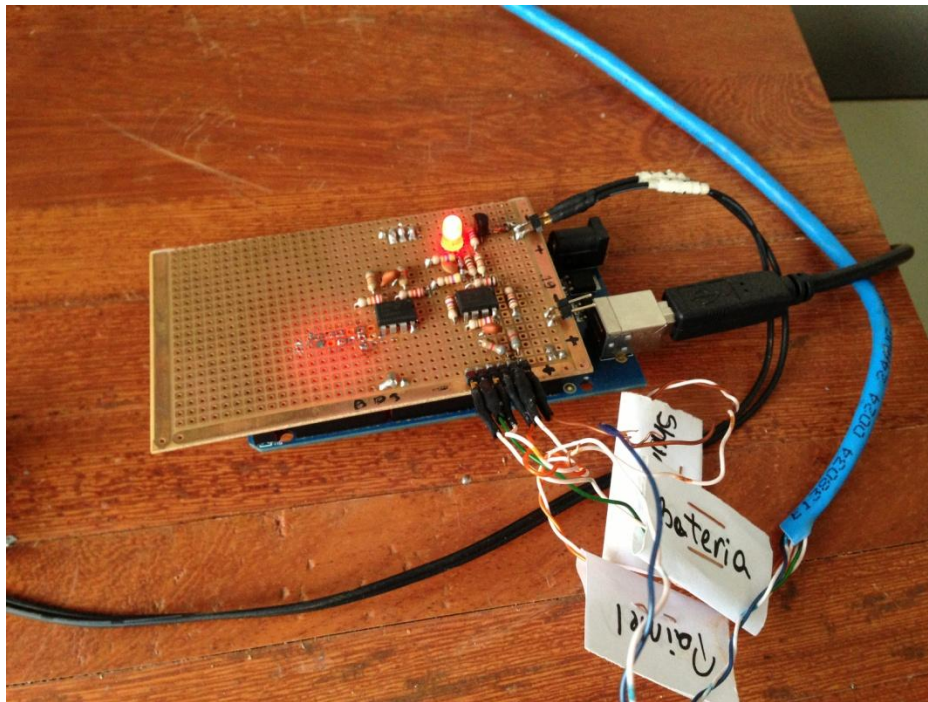


Figura 30. Leitura de dados sendo feita pelo Arduino.

```

//arduino-serial-c - Kate
//Salvar como
//Fechar
//Desfazer
//Refazer
//Mostrar

sockfd = socket(AF_INET, SOCK_DGRAM, 0);
bzero(&serv, sizeof(serv));
serv.sin_family = AF_INET;
serv.sin_addr.s_addr = inet_addr("192.168.0.2");
serv.sin_port = htons(9876);

serialport_flush(fd);
perror("flush serial port: ");
for(;;){
    //abre o arquivo
    fd2 = fopen("/home/ensao/Desktop/dados_medicao.txt", "a");

    usleep((float)(1000000/fs)); //espera o periodo de amostragem

    while (!write(fd, &b, 1)) { perror("escrita: \n"); } //enquanto nao consegue escrever na porta fica esperando
    for(i=0; i<2*canais; i++){
        read(fd, &b[i], 1); //ler os dois bytes de cada canal
        //perro! "leitura: \n"; //um byte por vez
    }
    for(i=0; i<canais*2; i+=2){
        //para todos os canais
        dado[i/2] = (buf[i]&0xFF)<<8 | (buf[i+1]&0xFF)>>8; //ordena os bytes recebidos e armazena em dado[canal]
        //sprintf(data, "%d.%d", (float)dado[i/2] * 5 / 0xFF, (float)dado[i/2] * 5 / 0xFF);
        //sendto(sockfd, data, strlen(data), 0, (struct sockaddr *)&serv, sizeof(serv));
    }

    convertido[0] = (float)dado[0] * fator_shunt / (4.04663582 * 0.2098 * 0xFFC0); //13.71083851 é o ganho do circuito, 0.85 é a resistencia
    //convertido[0] = (float)dado[0] * 5 * fator_shunt / (4.04663582 * 0.85 * 0xFFC0); //13.71083851 é o ganho do circuito, 0.85 é a resistencia
    //convertido[0] = (float)dado[0] * 5 * fator_shunt / (4.04663582 * 0.85 * 0xFFC0); //13.71083851 é o ganho do circuito, 0.85 é a resistencia
    convertido[1] = (float)dado[1] * 4.17240549 / (0xFFC0 * fator_painel); //4.04663582 é o ganho
    convertido[2] = (float)dado[2] * 3.71083851 / (0xFFC0 * fator_bateria); //4.17240549 é o ganho

    Linha: 87 Col: 38
    INS LINHA UTF-8 arduino-serial-c
    shunt: 0.696595 A painel: 12.9701 V bateria: 12.8503 V 08:59:07 30/06/2013
    shunt: 0.695081 A painel: 12.8682 V bateria: 12.8320 V 08:59:08 30/06/2013
    shunt: 0.696595 A painel: 12.9701 V bateria: 12.8136 V 08:59:09 30/06/2013
    shunt: 0.696595 A painel: 13.0925 V bateria: 12.8320 V 08:59:09 30/06/2013
    shunt: 0.696595 A painel: 13.0925 V bateria: 12.8320 V 08:59:10 30/06/2013
    shunt: 0.696595 A painel: 12.7865 V bateria: 12.8503 V 08:59:10 30/06/2013
    shunt: 0.696595 A painel: 12.9701 V bateria: 12.8687 V 08:59:11 30/06/2013
    shunt: 0.695081 A painel: 12.9089 V bateria: 12.8320 V 08:59:11 30/06/2013
    shunt: 0.696595 A painel: 12.9701 V bateria: 12.8503 V 08:59:12 30/06/2013
    shunt: 0.690838 A painel: 12.9223 V bateria: 12.8320 V 08:59:12 30/06/2013
    shunt: 0.696595 A painel: 13.0925 V bateria: 12.8503 V 08:59:13 30/06/2013
    shunt: 0.696595 A painel: 12.9701 V bateria: 12.8320 V 08:59:13 30/06/2013
    shunt: 0.696595 A painel: 12.9497 V bateria: 12.8320 V 08:59:14 30/06/2013
    shunt: 0.690838 A painel: 12.9497 V bateria: 12.8871 V 08:59:14 30/06/2013
    shunt: 0.696595 A painel: 12.9701 V bateria: 12.8871 V 08:59:15 30/06/2013

```

Figura 31. Terminal de programação do Arduino.

4.1.6 PERFIL DE CARGA

O perfil de carga apresentado nessa seção consiste em agrupamentos de sinalizadores LED de 4.4 W, cujos horários de funcionamento, apresentados na Tab. (3), são definidos pelo relé programável. Os sinalizadores foram ligados em paralelo para obter a potência desejada para cada carga.

Tabela 3. Perfil de carga

Sinalizadores LED		
	Potência	Horário de funcionamento
C1 (5 sinalizadores)	22 W	12h00min – 00h00min
C2 (2 sinalizadores)	8.8 W	18h00min – 22h00min
C3 (3 sinalizadores)	13.2 W	19h00min – 21h00min
C4 (3 sinalizadores)	13.2 W	00h00min – 12h00min

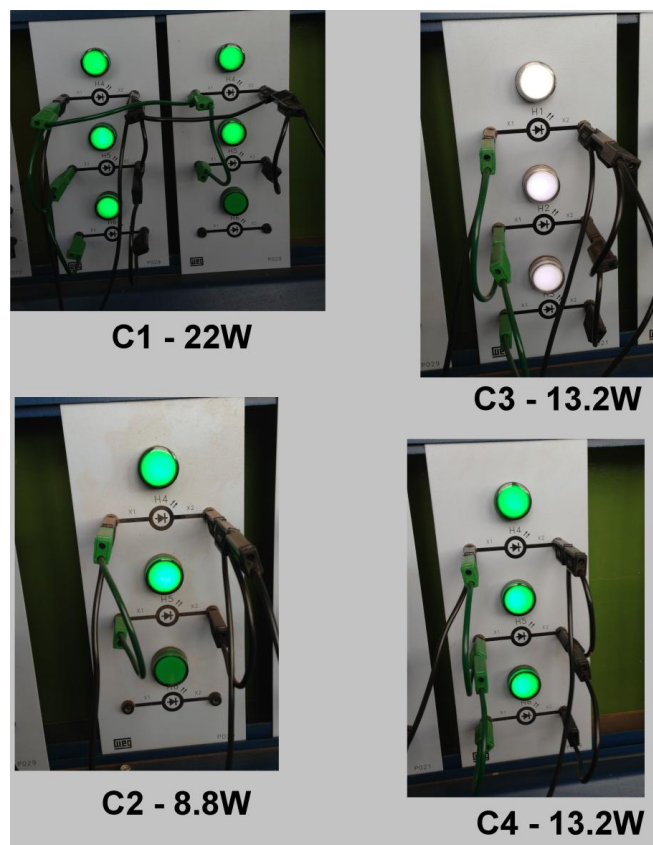


Figura 32. Sinalizadores LED.

O diagrama de ligações representado pela Fig. (34) mostra todo o circuito elétrico do sistema fotovoltaico. Os dois módulos fotovoltaicos alimentam duas baterias, cada uma com 12V e 65 Ah, e essas, por sua vez, cedem energia, em corrente contínua ao inversor. O inversor realiza a conversão da tensão de 12V para 220V e transforma a corrente contínua em alternada, que alimenta o relé programável.

O diagrama ladder mostrado na Fig. (35) representa a programação necessária para realizar o controle das cargas através do relé programável. Nessa programação são definidos relógios referentes a cada horário de funcionamento das cargas. Esses relógios funcionam como temporizadores, energizando as bobinas para fechar os contatos, permitindo o fornecimento de eletricidade às cargas durante um determinado período de tempo estabelecido.

Ao aumentar a potência das cargas indicadas pela Tab. (3), pode-se comparar o perfil de carga apresentado nessa seção ao perfil de carga de uma residência de baixo consumo energético, considerando que o CLP atue como um consumidor que liga ou desliga cargas de iluminação, eletrodomésticos, tomadas, etc. A limitação da comparação entre o consumidor e

o CLP se dá pela aleatoriedade com que um consumidor varia seu consumo diário de energia elétrica.

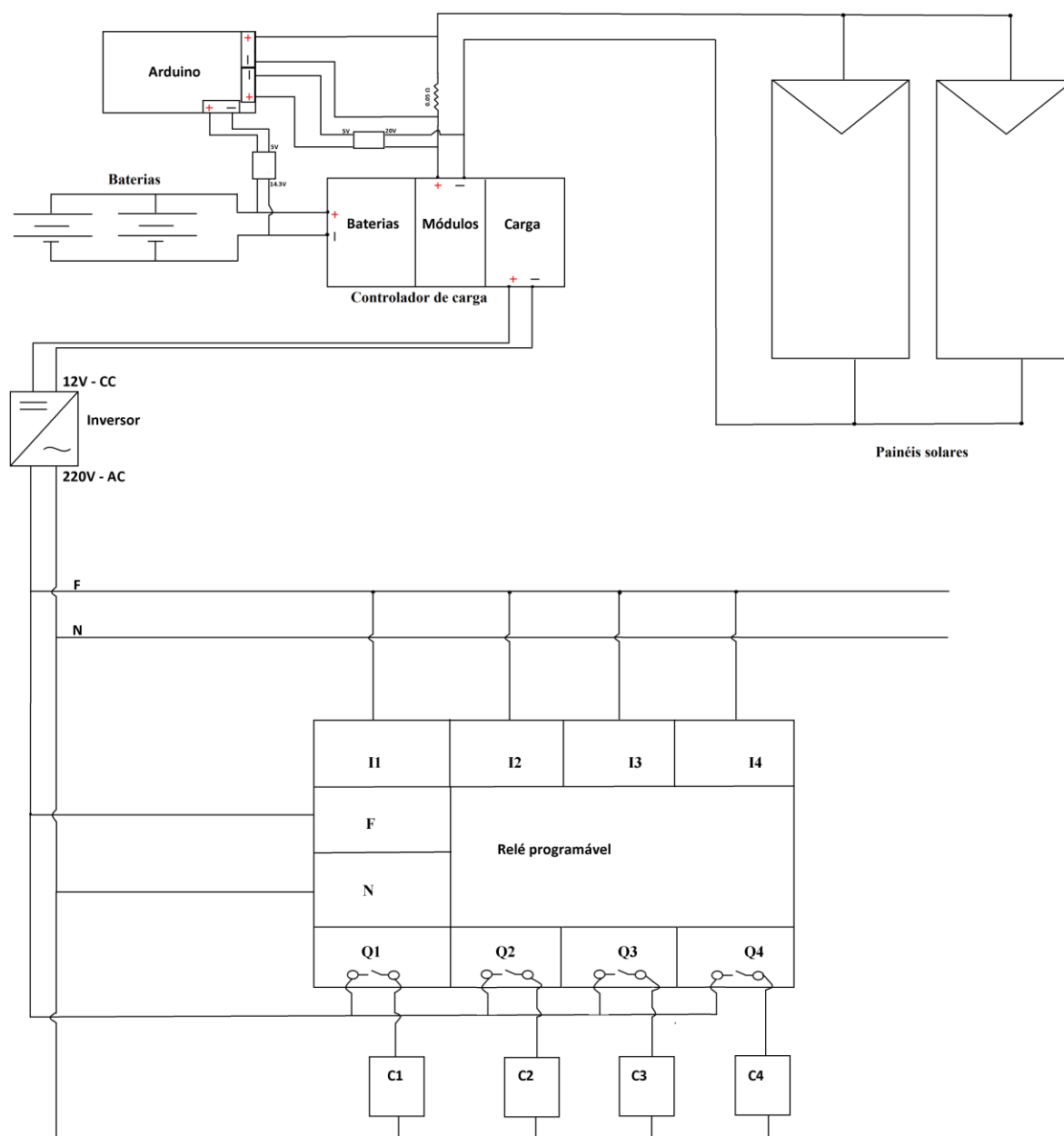


Figura 33. Diagrama de ligações.

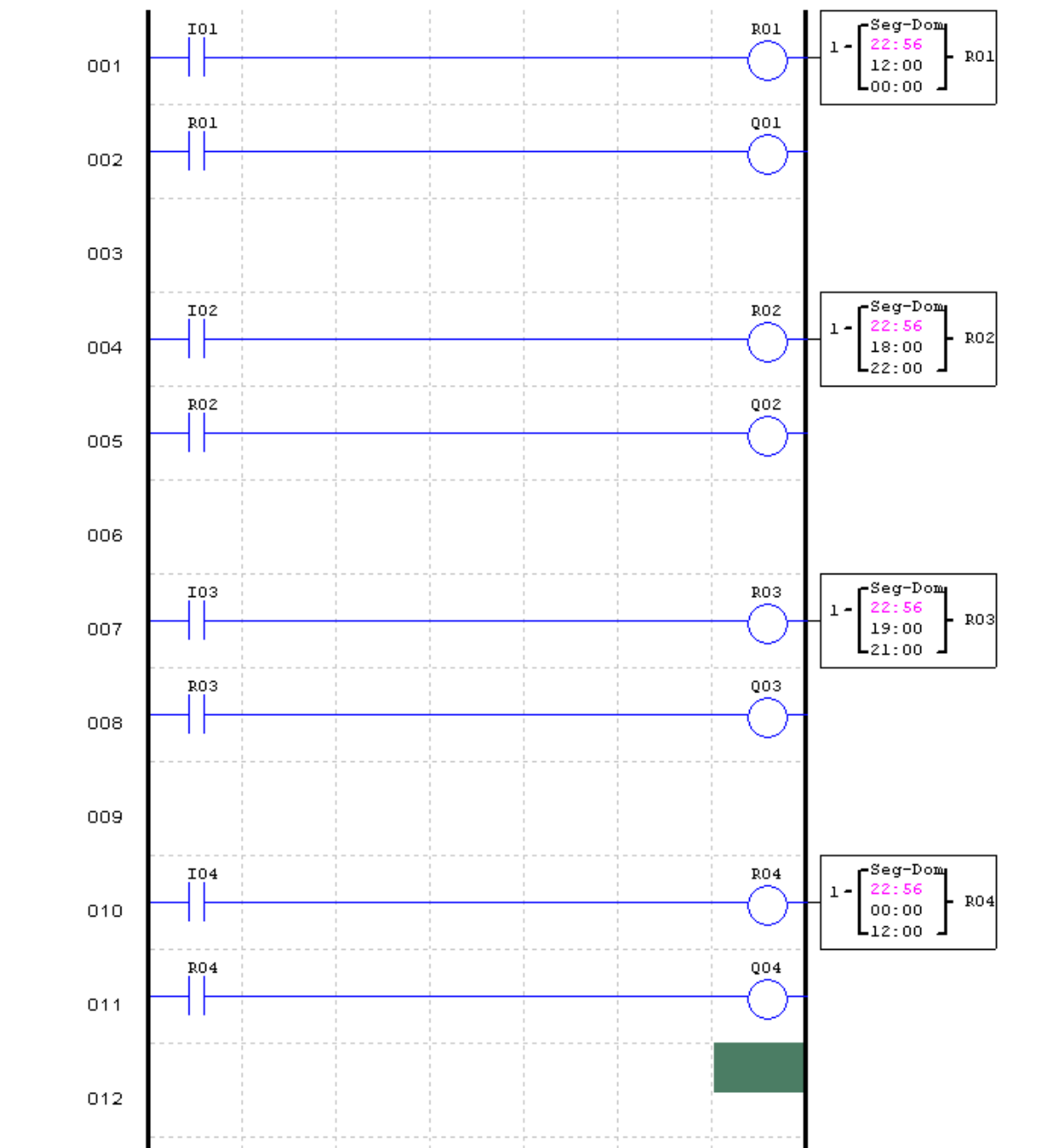


Figura 34. Diagrama ladder.

4.2 BRASÍLIA E REGIÃO

4.2.1 RADIAÇÃO SOLAR

Utilizando o programa Google Earth, disponível em <http://earth.google.com>, obteve-se uma latitude aproximada de 15.779722° Sul e longitude de 47.929722° Oeste para Brasília, local onde será instalado o sistema fotovoltaico. Entrando com os dados das coordenadas geográficas na seção de recurso solar do software HOMER, tem-se o retorno dos seguintes dados para a configuração da irradiação solar ao longo do ano em um painel fotovoltaico, mostrados pela Fig. (36) e pela Tab. (4).

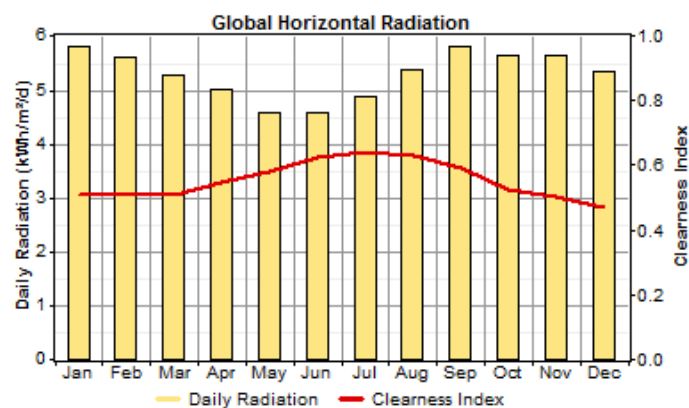


Figura 35. Irradiância em Brasília no período de um ano

Tabela 4. Radiação média diária em Brasília no período de um ano.

Mês	Radiação Diária (kWh/m ² /d)
Janeiro	5.814
Fevereiro	5.619
Março	5.257
Abril	5.000
Maio	4.556
Junho	4.502
Julho	4.839
Agosto	5.365
Setembro	5.802
Outubro	5.671
Novembro	5.648
Dezembro	5.391
Média	5.287

Para efeitos de comparação, foi feita uma pesquisa no sistema de dados SunData, disponível em <www.cresesb.cepel.br>, que retornou 3 localidades próximas: Brasília (DF), Goiânia (GO) e Formosa (GO). A Fig. (37) mostra um gráfico com as radiações solares diárias médias mensais para cada localidade, fornecido pelo programa para uma inclinação de 0°.

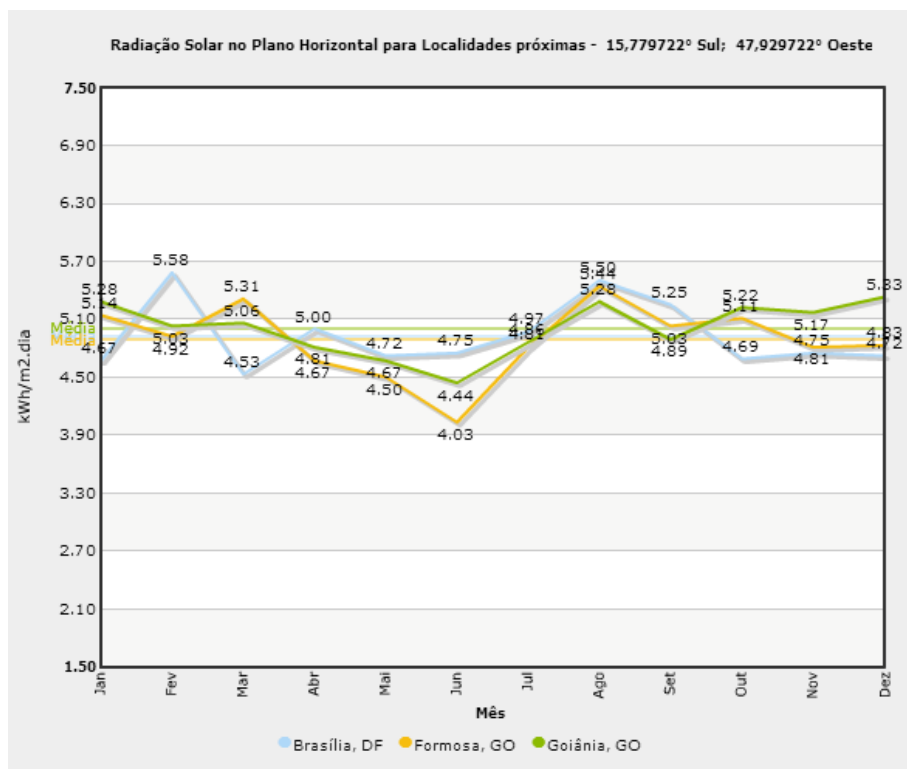


Figura 36. Radiação diária média mensal para cada localidade

Tabela 5. Radiação diária média mensal para cada localidade.

				Radiação diária média [kwh/m².dia]												
Município	Latitude [°]	Longitude[°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Brasília (DF)	15,779722°S	47,929722°O	0	4,67	5,58	4.53	5.00	4.72	4.75	4.97	5.50	5.25	4.69	4.75	4.72	4.93
Formosa (GO)	15,537222°S	47,334444°O	69,3	5,14	4,92	5.31	4.67	4.50	4.03	4.81	5.44	5.03	5.11	4.81	4.83	4.88
Goiânia (GO)	16,678611°S	49,253888°O	173,3	5,28	5,03	5.06	4.81	4.67	4.44	4.86	5.28	4.89	5.22	5.17	5.33	5.00

Assim, para realizar uma análise de sensibilidade, serão considerados, na simulação, os valores destacados em vermelho (menor valor médio geral), azul (maior valor médio geral) e verde (média anual para a cidade de Brasília) a fim de se obter mais cenários.

4.2.2 TEMPERATURA

A temperatura exerce uma grande influência em um painel fotovoltaico, visto que as suas células estão expostas aos raios solares, e estes susceptíveis ao aquecimento.

A parte dos raios solares que não é convertida em energia elétrica, é dissipada como calor. Sendo assim, a temperatura de uma célula é sempre maior que a ambiente. Durante os dias mais quentes, a temperatura do painel fotovoltaico pode facilmente chegar aos 70/80 °C.

A fim de verificar a temperatura média anual da cidade de Brasília para adicionar à simulação, foi utilizado o software Meteonorm, disponível em <<http://meteonorm.com>>, utilizado para obter dados meteorológicos, que retornou os seguintes valores para uma latitude aproximada de 15.779722° Sul e longitude de 47.929722° Oeste, mostrados pela Fig. (38) e pela Tab. (6). As barras apresentadas na Fig. (38) representam o intervalo de temperatura para os meses indicados, abrangendo desde a menor temperatura já registrada na base de dados meteorológicos do software até a maior temperatura.

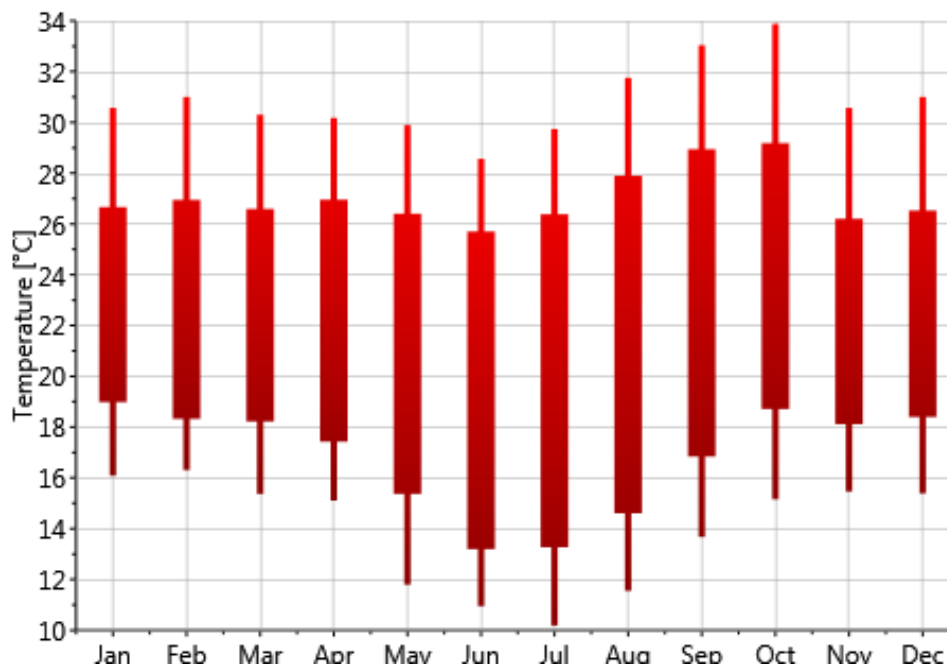


Figura 37. Temperatura média em Brasília no período de um ano.

Tabela 6. Temperatura média em Brasília no período de um ano.

Mês	Temperatura Média [°C]
Janeiro	22.7
Fevereiro	22.6
Março	22.3
Abril	22.3
Maio	20.7
Junho	19.4
Julho	19.4
Agosto	21
Setembro	22.9
Outubro	23.7
Novembro	22.4
Dezembro	22.4
Média	21.8

Para efeitos de comparação, também obteve-se a temperatura a partir da base de dados da NASA, disponível em <<http://eosweb.larc.nasa.gov>>, que retornou os valores de temperatura para a cidade de Brasília indicados na Fig. (39).

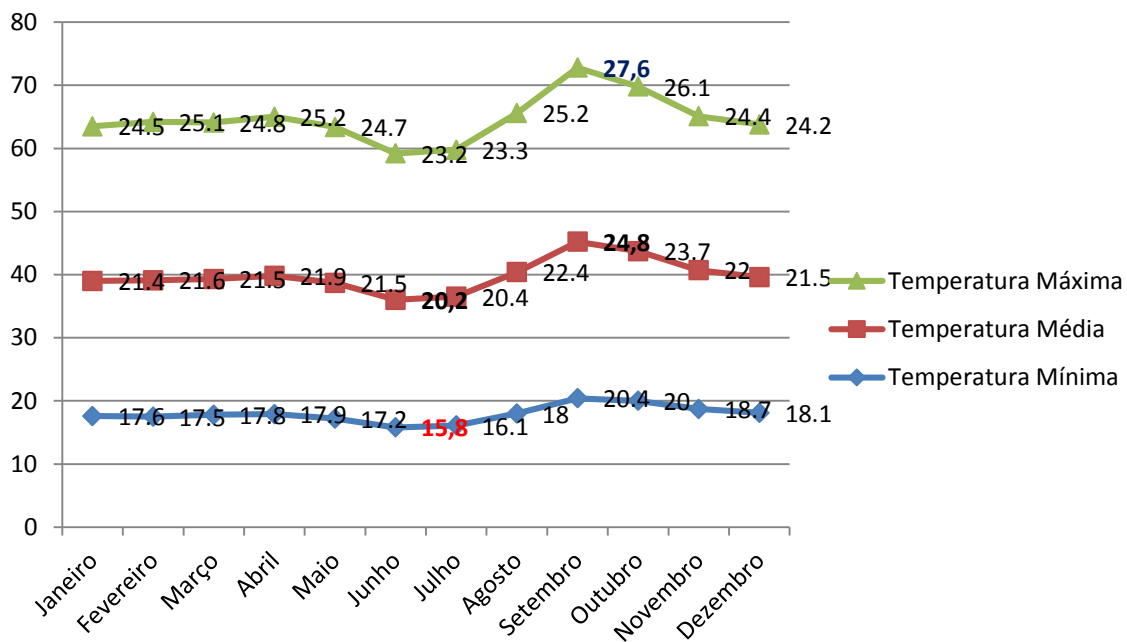


Figura 38. Temperatura média em Brasília no período de um ano.

Assim, para realizar uma análise de sensibilidade no campo da temperatura, serão considerados, na simulação, os valores destacados na Fig. (39) em vermelho (temperatura mínima), azul (temperatura máxima) e os valores destacados em preto (média anual mínima e máxima para a cidade de Brasília) a fim de se obter mais cenários.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 ESTRUTURA DA SIMULAÇÃO (INPUT)

A fim de iniciar a simulação através HOMER, é necessário dar entrada no programa com os componentes a serem utilizados, assim como suas respectivas propriedades relevantes ao software.

5.1.1 PAINEL SOLAR

A Tabela (7) mostra as características do painel solar relevantes ao HOMER. Os dados indicados foram obtidos levando em conta os painéis PV KD140SX-UPU, utilizados no projeto.

Tabela 7. Propriedades do painel solar.

PAINEL SOLAR	
Modelo	KYOCERA KD140SX-UPU (140W)
Coefficiente de potência em função da temperatura (%/°C) - indica como a potencia máxima varia com a temperatura da célula	-0.46
Temperatura nominal de operação da célula solar (°C) - a uma temperatura ambiente de 20°C, irradiância de 800 W/m ² e velocidade do vento de 1m/s	45
Eficiência em condições de ensaio normalizadas (%)	13.9
Corrente de saída	CC
Vida útil (anos)	20
Fator de redução (%) - leva em conta perdas devido a temperatura, poeira sobre os painéis, etc.	80
Inclinação (°)	15.9833
Azimute (° <i>Oeste ou Sul</i>)	180
Reflectância do solo (%)	20
Custo de cada painel (\$)	357
Quantidade de painéis considerados	2 painéis

5.1.2 BATERIA

Nesse trabalho foram utilizadas duas baterias HELIAR SL75NE, <<http://www.heliar.com.br>>, ligadas em paralelo, fornecendo 12V. A Tabela (8) e as Figs. (40) e (41) mostram os dados relevantes ao HOMER em relação a bateria, disponíveis no catálogo do produto.

Tabela 8. Propriedades da bateria.

BATERIA	
Modelo	HELIAR SL75NE
Voltagem nominal (V)	12
Capacidade nominal	75 Ah (0.9 kWh)
Produtividade durante a vida útil (kWh) - representa a quantidade de energia que pode ser ciclada na bateria antes que ela precise ser substituída	256
Mínimo estado de carga (%)	40
Custo por bateria (\$)	180
Quantidade de baterias a ser considerada na simulação	2 baterias

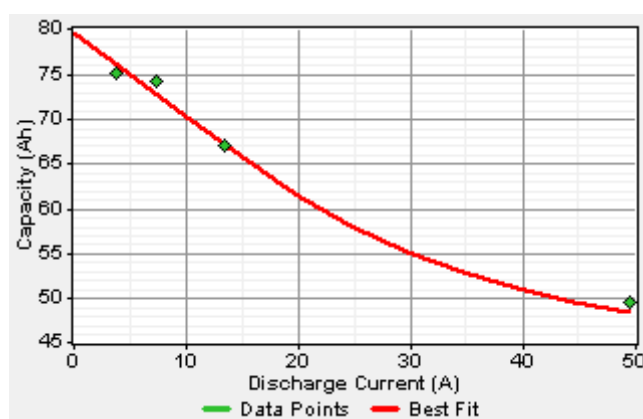


Figura 39. Curva de capacidade da bateria.

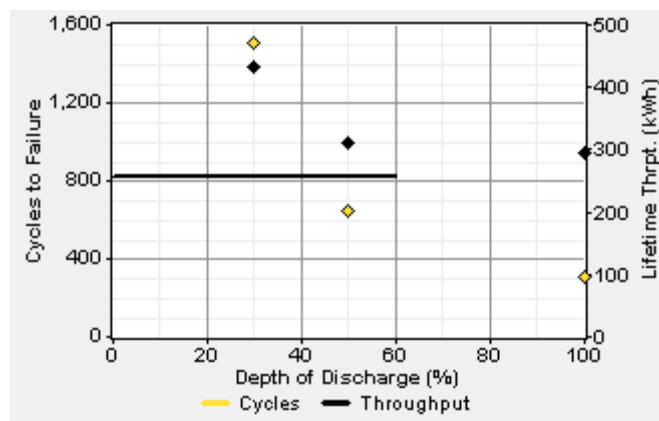


Figura 40. Curva de vida útil da bateria.

5.1.3 INVERSOR

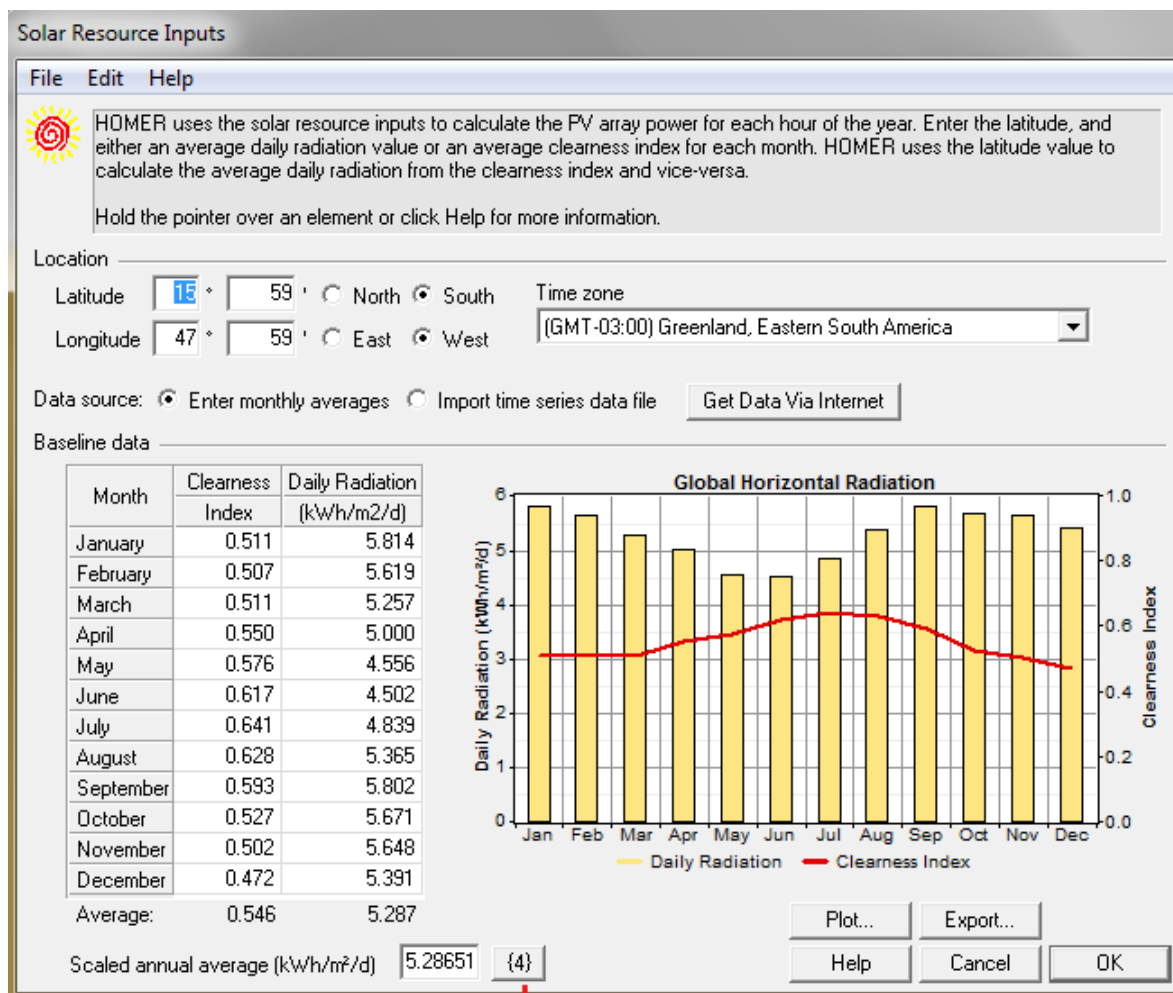
A Tabela (9) mostra os dados, relevantes ao HOMER, relativos ao inversor utilizado no projeto.

Tabela 9. Propriedades do inversor.

INVERSOR	
Modelo	Loud 1000W
Eficiência (%)	80
Vida útil (anos)	15
Custo (\$/kW)	252
Tamanho	1 kW

5.1.4 RECURSO SOLAR

Os dados do recurso solar foram introduzidos a partir uma latitude aproximada de 15.779722° Sul e longitude de 47.929722° Oeste para Brasília, utilizando a própria base de dados disponibilizada pelo HOMER e a base de dados da SunData, <www.cresesb.cepel.br>, para realizar uma análise de sensibilidade, conforme indicado na seção 4.2.1. A Figura (42) mostra a janela do software em que os dados a respeito do recurso solar são inseridos.



Entrada dos valores para análise de sensibilidade

Figura 41. Entrada de dados do recurso solar no HOMER.

5.1.5 TEMPERATURA

Os dados da temperatura para a região de Brasília foram obtidos utilizando a base de dados do software de obtenção de dados meteorológicos, Meteonorm, , disponível em <http://meteonorm.com>, assim como a base de dados da NASA, disponível em <http://eosweb.larc.nasa.gov>, para realizar uma análise de sensibilidade, conforme indicado na seção 4.2.2. A Figura (43) mostra a janela do software em que os dados de temperatura são inseridos.

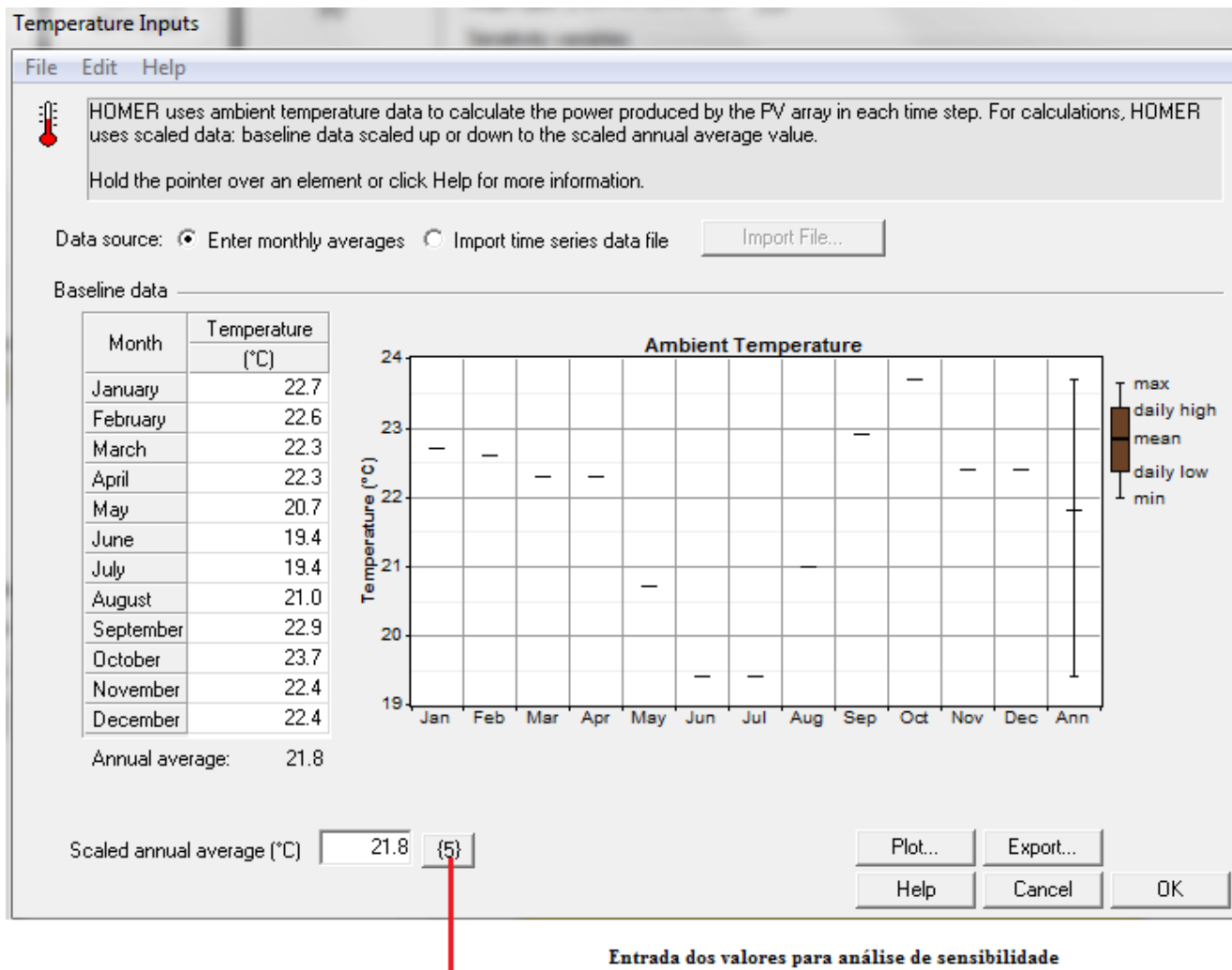


Figura 42. Entrada de dados de temperatura no HOMER.

5.1.6 CARGA

Os dados referentes ao perfil de carga estão indicados na seção 4.1.6. A Figura (44) mostra a entrada de dados de carga no HOMER, indicando as cargas de hora em hora, o perfil diário e o perfil sazonal. Também foi considerada uma variabilidade aleatória dessas cargas de 15% para o dia a dia e de 20% para janelas de tempo maiores.

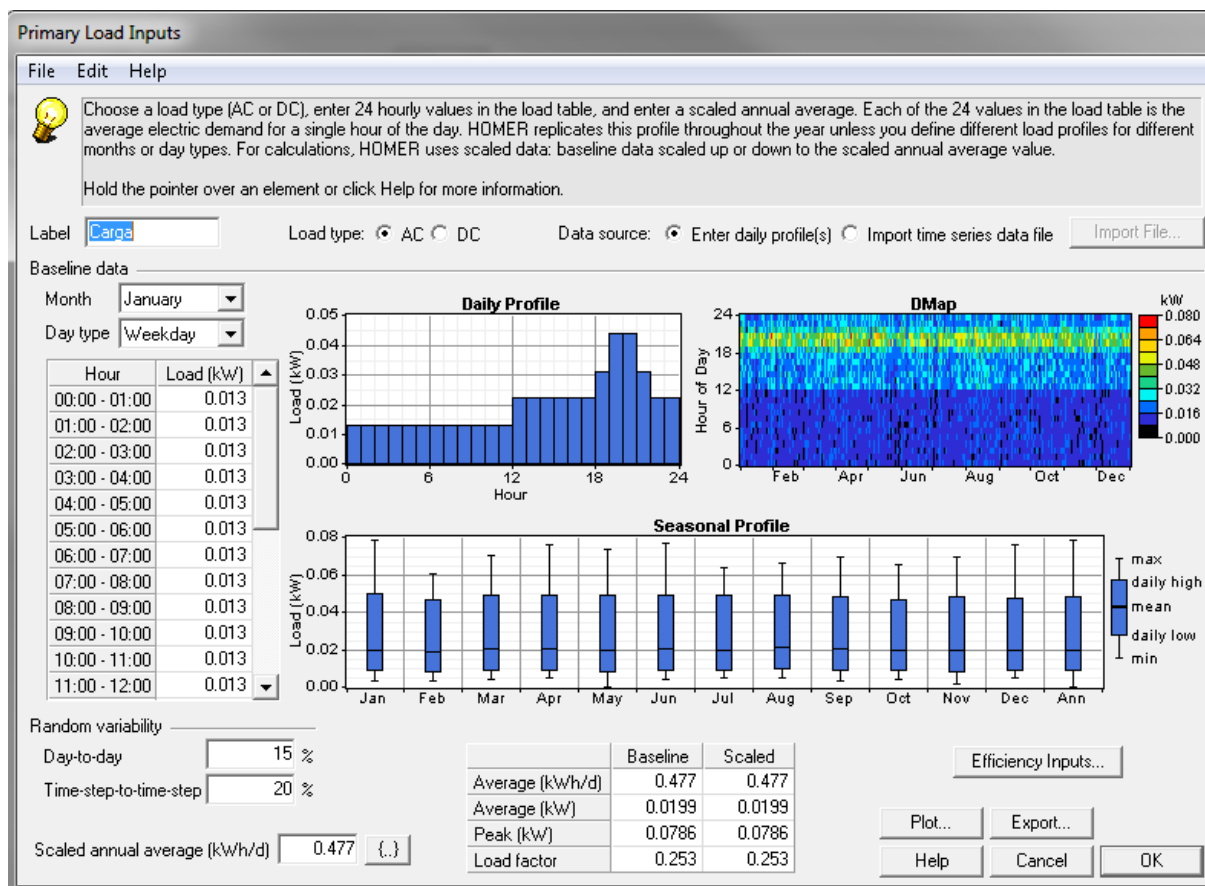


Figura 43. Perfil de carga definido no HOMER.

5.2 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO (OUTPUT)

5.2.1 ANÁLISE ECONÔMICA

Após simular os dados no HOMER, o software retorna uma lista com as opções mais viáveis para o projeto, levando em conta os aspectos econômicos a partir de uma análise dos valores do recurso solar e da temperatura aliados a quantidade de painéis solares, baterias e inversores necessários e também o custo operacional anual. A Figura (45) mostra a tabela gerada pelo programa com as opções disponíveis para o projeto seguindo a ordem de cima para baixo, da mais viável para a menos viável.

























Solar (kWh/m²/d)	Ambient Temp. (°C)	  	PV (kW)	HELIAR ...	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
5.287	21.8		---	---	---	---	---	---	---	---
5.287	27.6		---	---	---	---	---	---	---	---
5.287	20.2	  	0.28	2	1	\$ 1,326	102	\$ 2,629	1.182	1.00
5.287	24.8		---	---	---	---	---	---	---	---
5.287	15.8	  	0.28	2	1	\$ 1,326	102	\$ 2,628	1.181	1.00
4.930	21.8		---	---	---	---	---	---	---	---
4.930	27.6		---	---	---	---	---	---	---	---
4.930	20.2		---	---	---	---	---	---	---	---
4.930	24.8		---	---	---	---	---	---	---	---
4.930	15.8		---	---	---	---	---	---	---	---
5.580	21.8	  	0.28	2	1	\$ 1,326	102	\$ 2,627	1.180	1.00
5.580	27.6	  	0.28	2	1	\$ 1,326	102	\$ 2,628	1.182	1.00
5.580	20.2	  	0.28	2	1	\$ 1,326	102	\$ 2,626	1.180	1.00
5.580	24.8	  	0.28	2	1	\$ 1,326	102	\$ 2,627	1.181	1.00
5.580	15.8	  	0.28	2	1	\$ 1,326	102	\$ 2,625	1.179	1.00
4.030	21.8		---	---	---	---	---	---	---	---
4.030	27.6		---	---	---	---	---	---	---	---
4.030	20.2		---	---	---	---	---	---	---	---
4.030	24.8		---	---	---	---	---	---	---	---
4.030	15.8		---	---	---	---	---	---	---	---

Figura 44. Opções disponíveis para o projeto.

Como temos um sistema já pré-definido, o software retorna opções muito semelhantes, tendo maiores diferenças apenas na radiação solar e na temperatura ambiente. Sendo assim optou-se por escolher o sistema com uma irradiação solar de 5.58 (kWh/m²/d) e temperatura ambiente de 24.8°C por se aproximar mais dos dados meteorológicos do local do projeto.

A Figura (46) mostra o sumário de custos do sistema, indicando o peso do custo de cada equipamento ao longo da vida útil do projeto. Pode-se perceber que as baterias representaram o maior custo entre os demais equipamentos, pois diferentemente dos painéis e do inversor, elas tem um desgaste maior ao longo do tempo e necessitam serem substituídas com uma frequência maior.

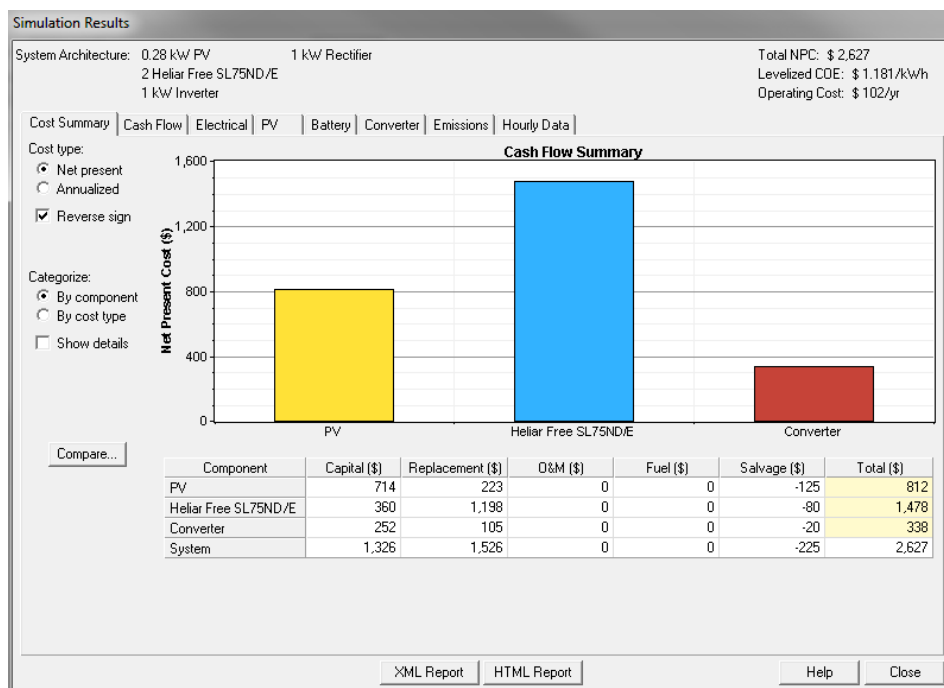


Figura 45. Sumário de custos do sistema.

5.2.2 PRODUÇÃO ELÉTRICA

Levando em conta a opção de projeto selecionada na seção 5.2.1, tem-se a produção elétrica dos painéis PV estimada pelo HOMER na Fig. (47). A figura indica uma produção anual de 440 kWh e um excesso de energia de 191 kWh por ano. Esse excesso é esperado, pois no presente projeto não buscou-se uma carga máxima para explorar a potência total dos painéis, mas sim uma carga experimental para realizar a comparação dos dados. Percebe-se também, que a maior produção de energia é dada em agosto e setembro, como esperado, pois essas são as épocas de maior irradiância solar na região em questão.

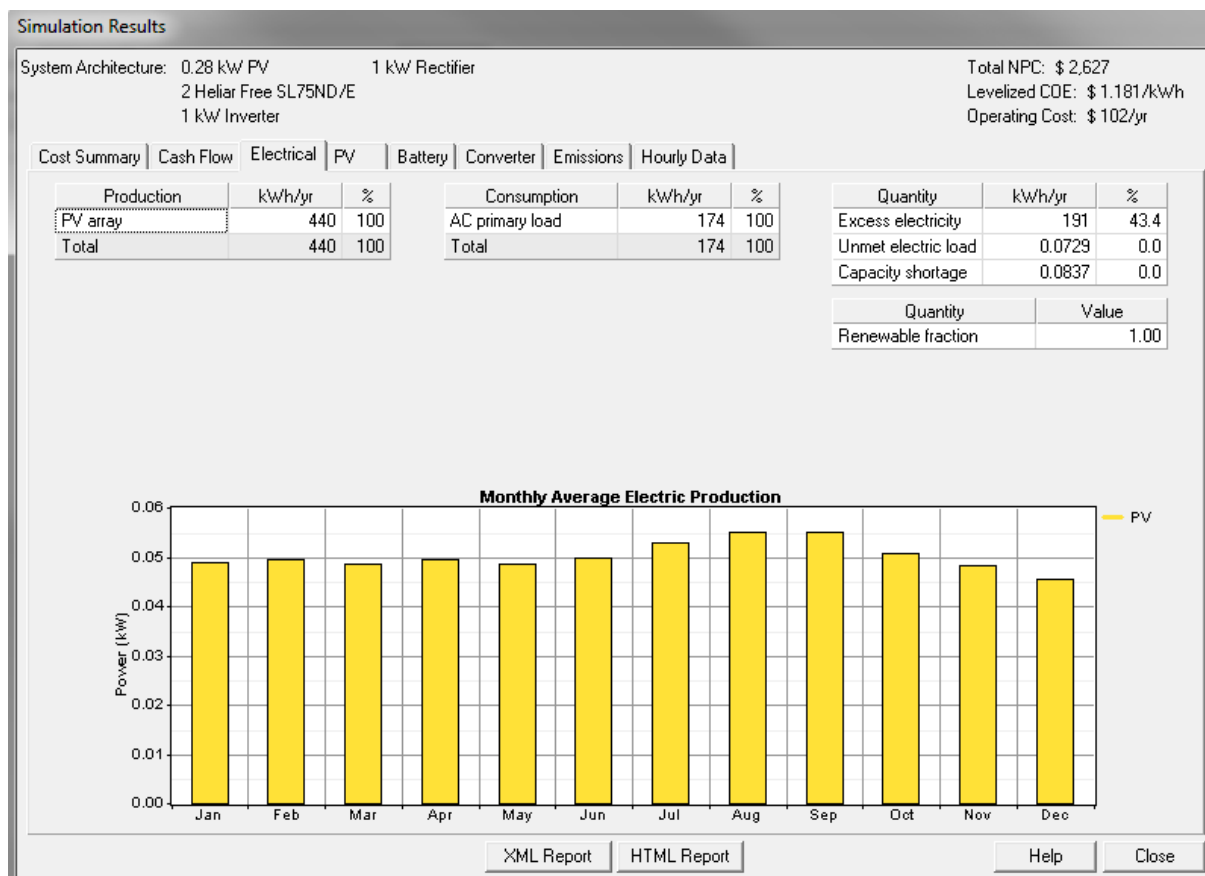


Figura 46. Produção elétrica dos painéis solares estimada pelo HOMER.

A Figura (48) mostra a produção de energia dos painéis solares, estimada pelo HOMER, de acordo com as horas do dia, no decorrer do ano. Percebe-se que a produção diária de energia começa a partir das 6:00 horas e encerra a partir das 18:00 horas, o que é esperado verificando-se os horários que o sol nasce e se põe na região de Brasília.

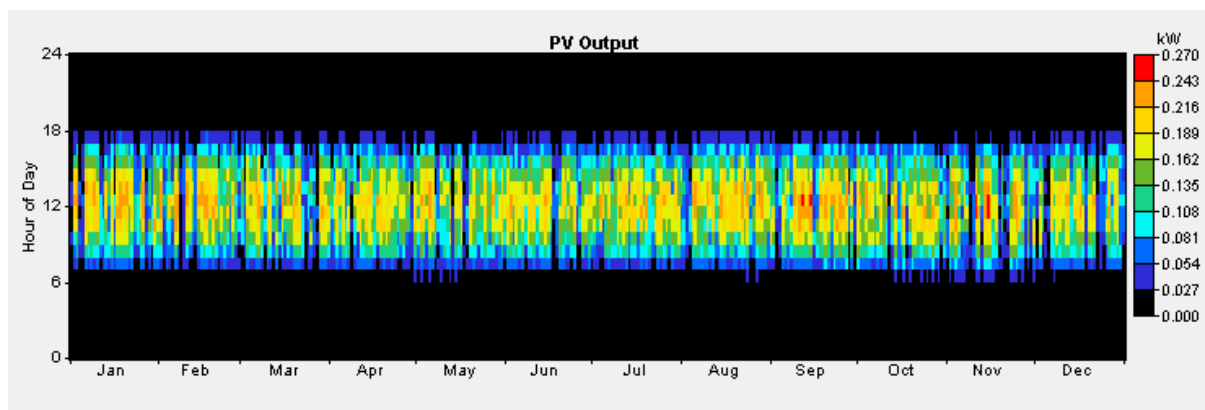


Figura 47. Produção elétrica dos painéis solares ao longo do dia estimada pelo HOMER.

5.2.3 BATERIAS

A Figura (49) mostra as estatísticas do estado de carga das baterias estimadas pelo HOMER. Percebe-se que as baterias trabalham com maior frequência em estados de carga elevados, ou seja, na maioria das vezes as baterias estão com uma boa carga disponível.

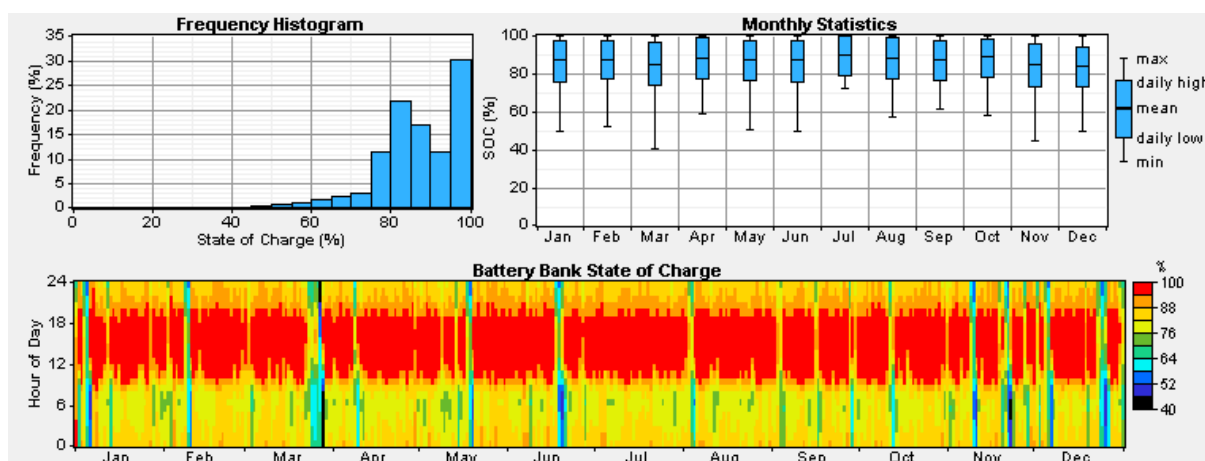


Figura 48. Estatísticas do estado de carga das baterias estimadas pelo HOMER.

5.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Os dados apresentados nessa seção são referentes a uma coleta realizada no período de 24/06/2013 a 01/07/2013. O método de aquisição de dados está definido na seção 4.1.5.

5.3.1 PRODUÇÃO ELÉTRICA

As Figuras (50) e (51) mostram a produção de energia média horária e média diária, respectivamente, dos painéis solares. Esses gráficos estabelecem uma relação direta com os gráficos de radiação solar apresentados nas Figs. (52) e (53) e com o gráfico de temperatura média da Fig. (54). Uma mudança na intensidade da radiação solar varia a corrente de saída para qualquer valor de tensão e a corrente varia com a radiação de forma diretamente proporcional. Para a temperatura, tem-se que um aumento da temperatura do módulo, também implica em uma redução da tensão de forma proporcional.

Logo, pela Eq. (20), para a otimização da potência é interessante baixos valores de temperatura associados a uma radiação solar elevada.

Produção média horária de energia elétrica dos painéis

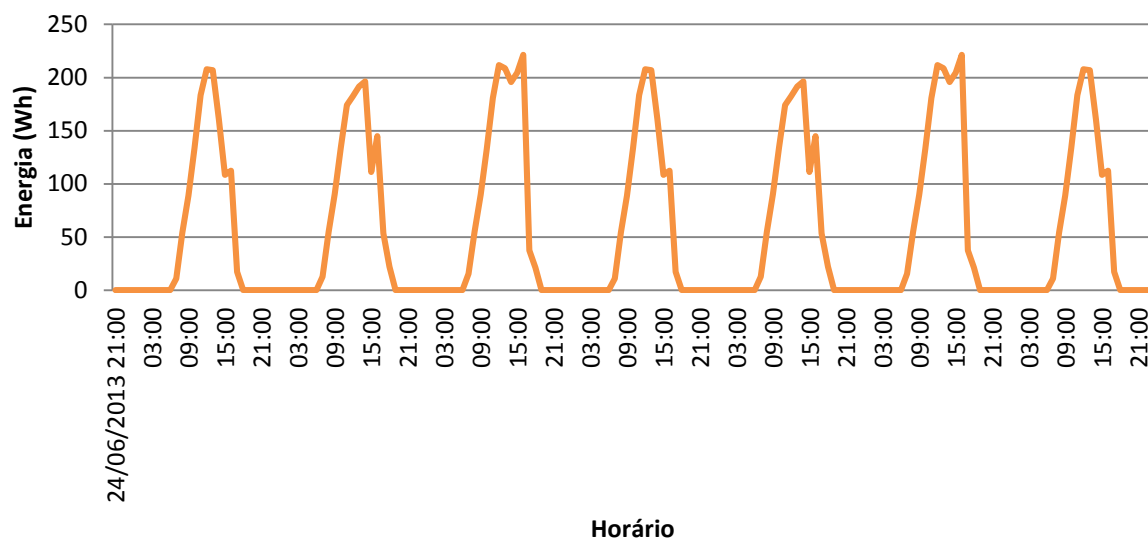


Figura 49. Produção média horária de energia dos painéis.

Produção média diária de energia elétrica dos painéis

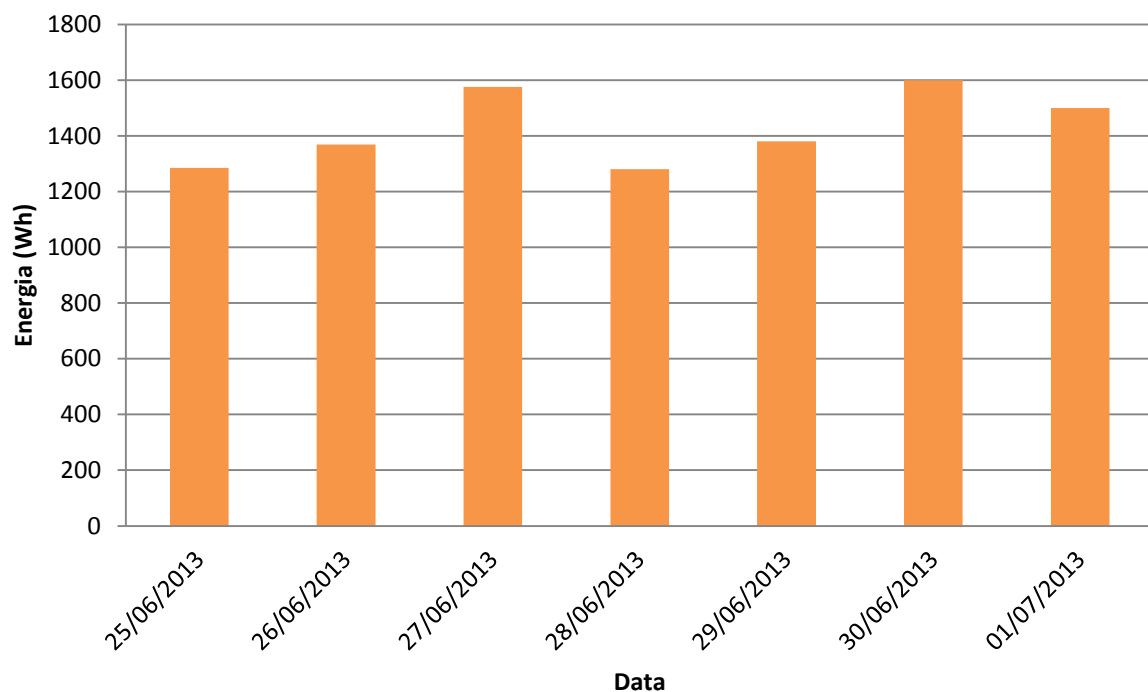


Figura 50. Produção média diária de energia dos painéis.

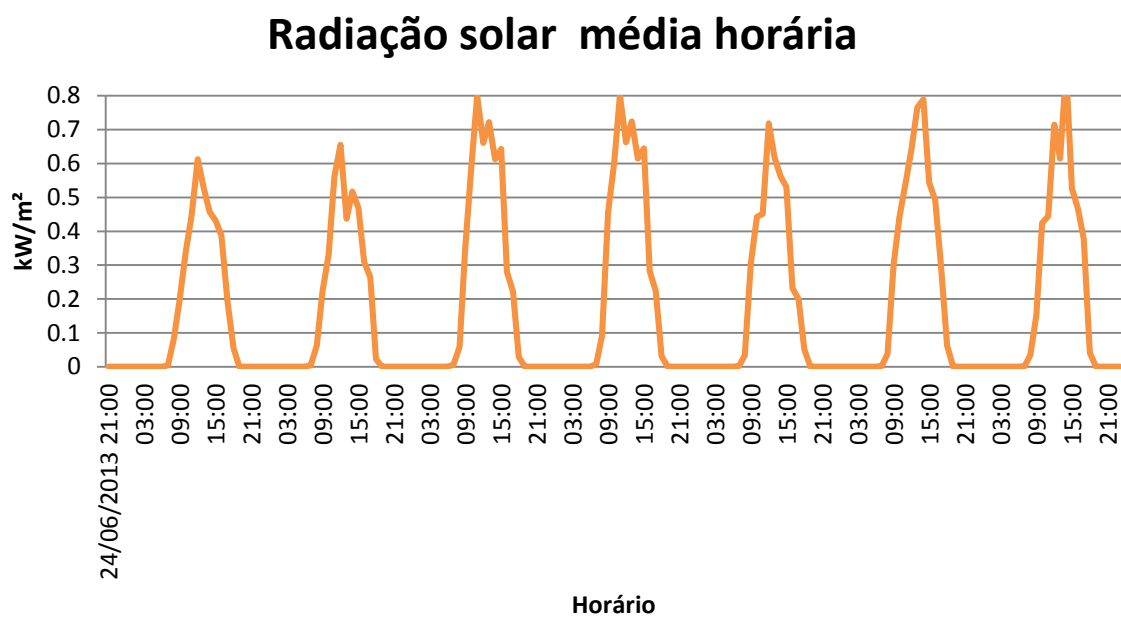


Figura 51. Radiação solar média horária.

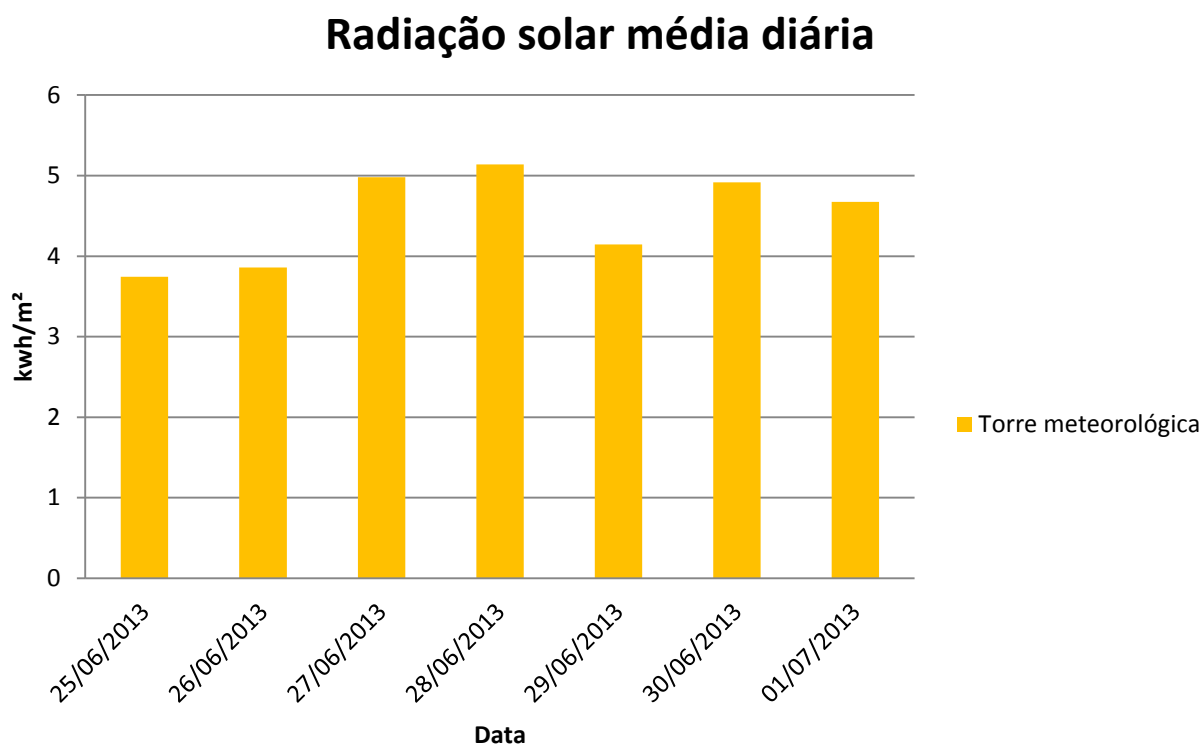


Figura 52. Radiação solar média diária.

Temperatura média diária

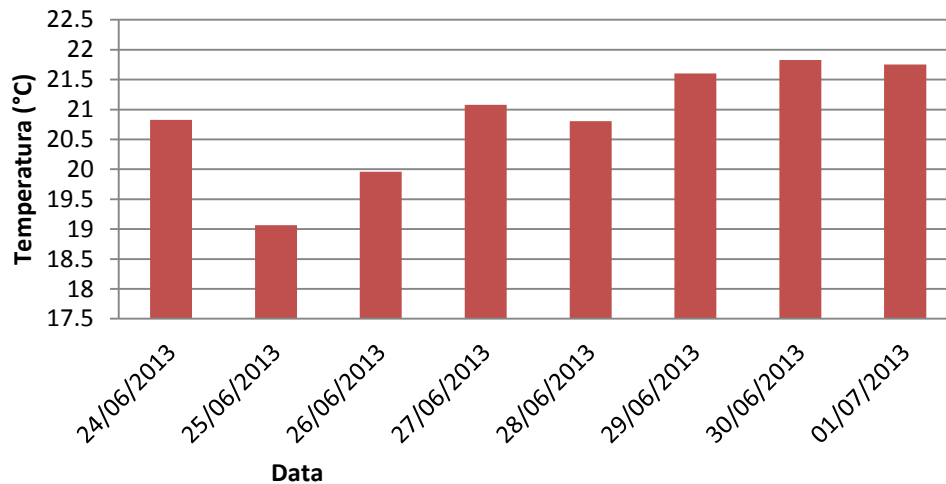


Figura 53. Temperatura média diária.

5.3.2 BATERIAS

A Figura (55) mostra o estado de carga horário das duas baterias de 12V ligadas em paralelo. O estado de carga se relaciona diretamente com a tensão, de maneira que a bateria encontra-se 100% carregada ao atingir aproximadamente 14.1 V. Ao atingir a carga máxima, o controlador de carga interrompe o processo de carga, ou seja, as baterias determinam o ponto de funcionamento dos módulos fotovoltaicos.

Estado de carga das baterias

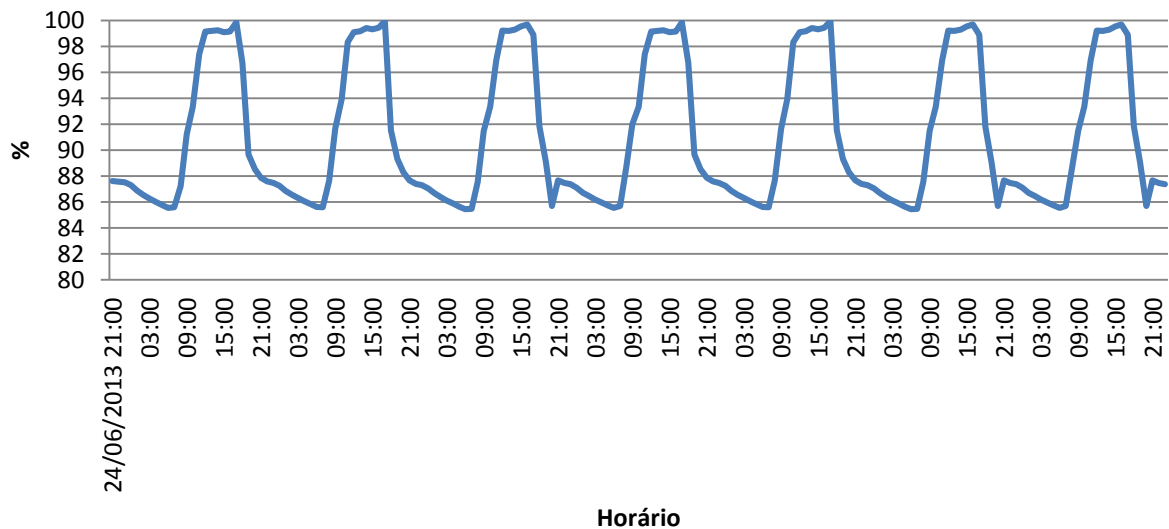


Figura 54. Estado de carga das baterias.

5.4 COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMA SIMULADO E SISTEMA REAL

5.4.1 PRODUÇÃO ELÉTRICA

A Figura (56) mostra a comparação entre o sistema fotovoltaico real e o HOMER em relação a produção elétrica dos painéis fotovoltaicos e estabelece uma relação direta com a Fig. (57), radiação solar média diária. A Figura (56) sugere que o HOMER introduz uma variabilidade aleatória para obter uma simulação mais realista devido a não linearidade entre a radiação solar e a produção de energia.

Percebe-se que o software conseguiu fazer uma boa estimativa da produção de energia, retornando uma diferença média de 18% para o intervalo de tempo analisado. Isso representa uma diferença diária média de energia produzida de aproximadamente 252Wh, do total que pode ser produzido diariamente pelos dois painéis.

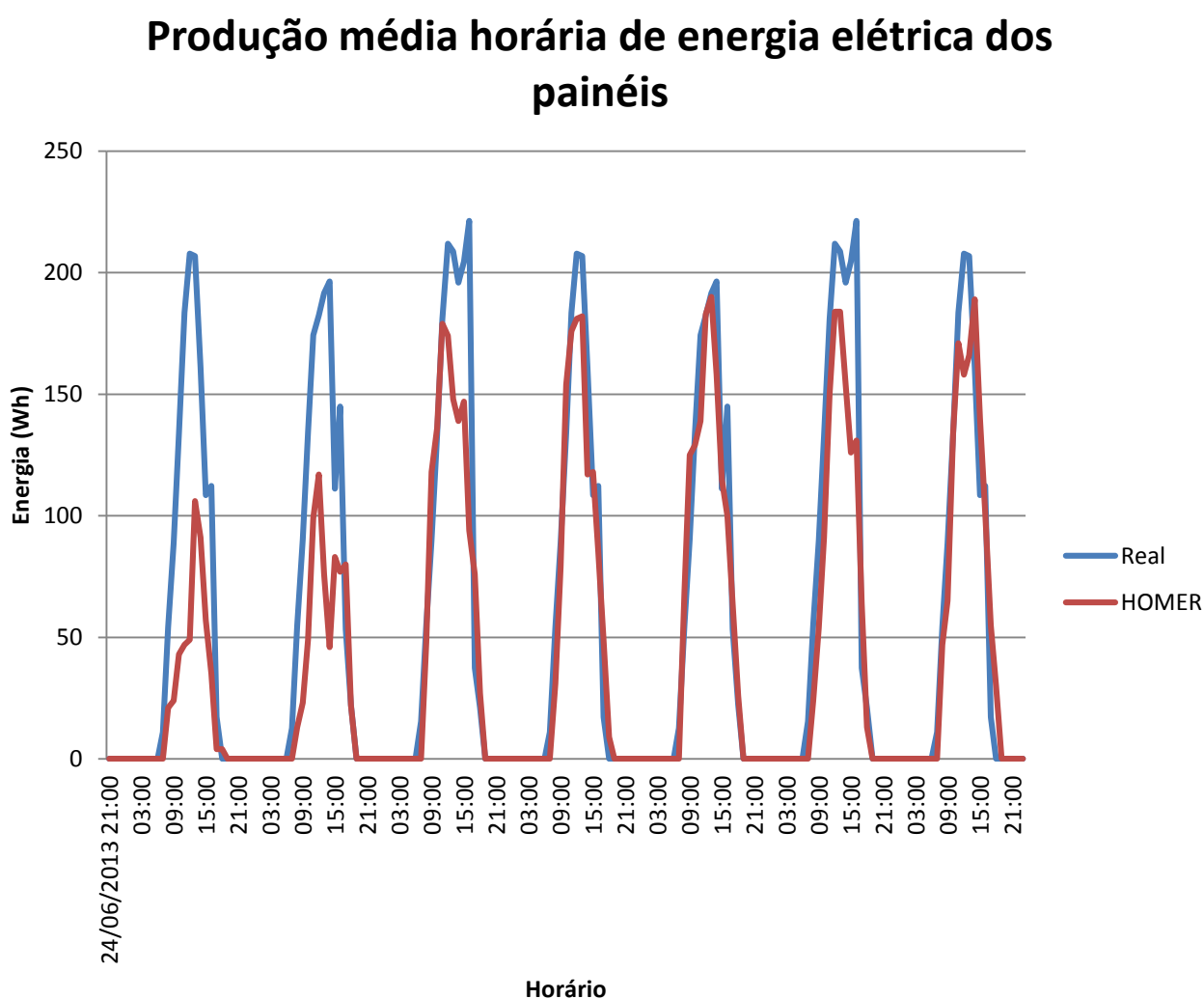


Figura 55. Produção média horária de energia dos painéis. HOMER vs Sistema real

Produção média diária de energia elétrica dos painéis.

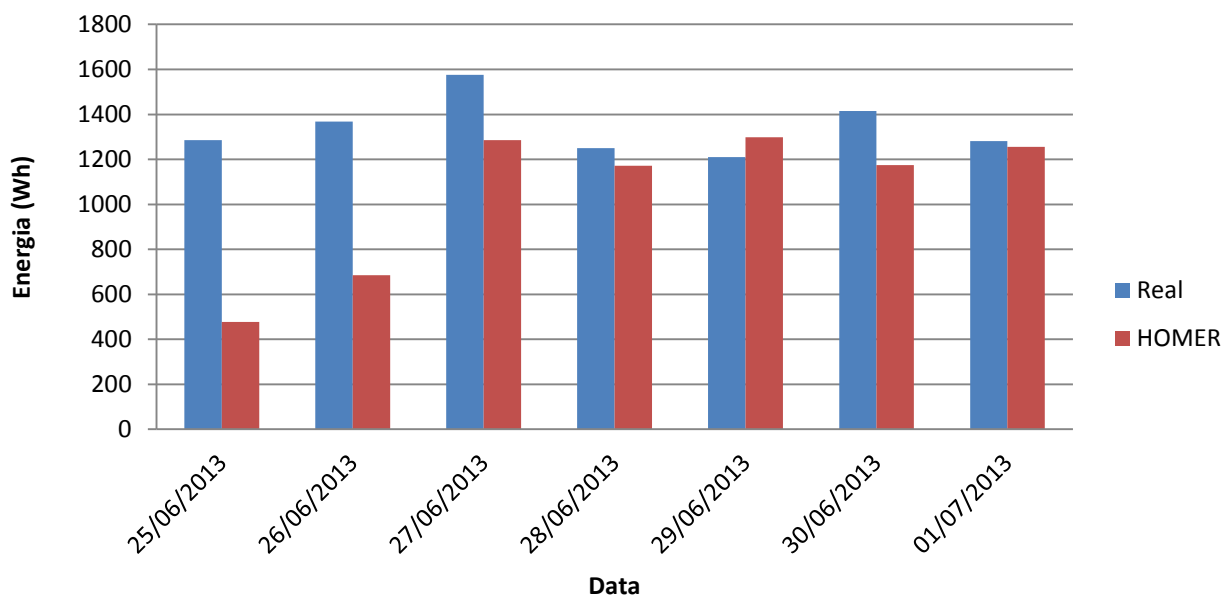


Figura 56. Produção média diária de energia dos painéis.

Radiação solar diária média

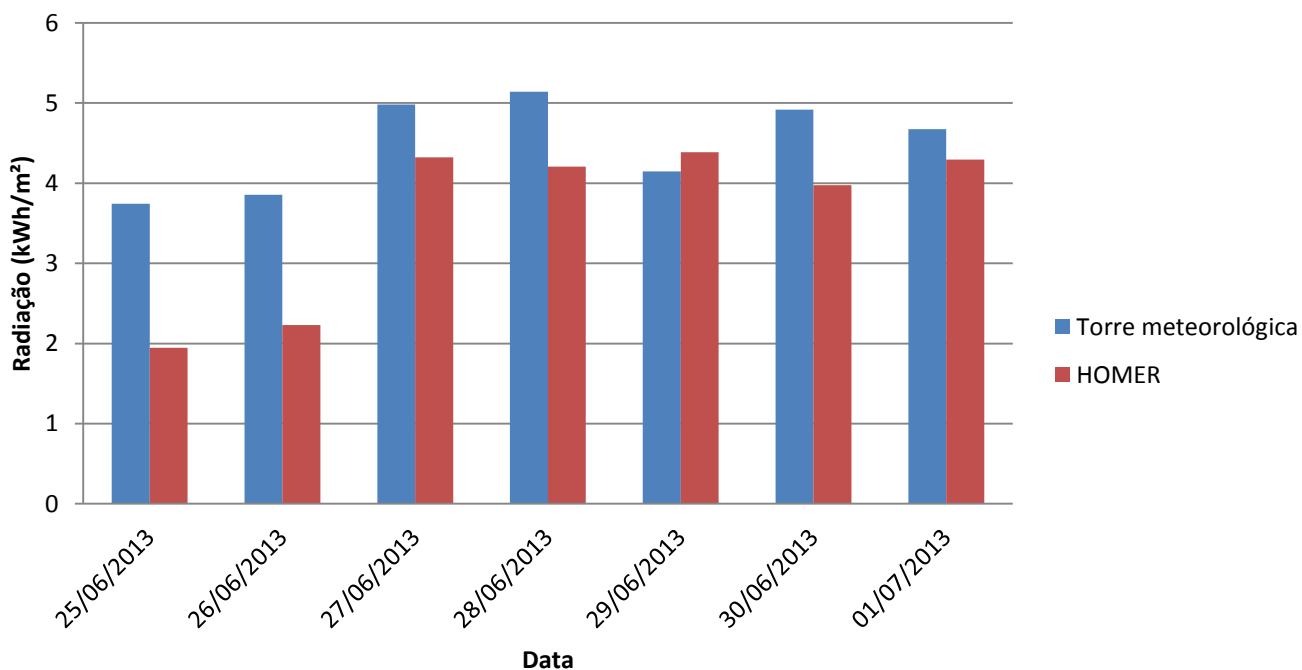


Figura 57. Radiação solar diária média. HOMER vs Sistema real

5.4.2 BATERIAS

A comparação do estado de carga das baterias real e simulado é representado pela Fig. (59). É possível perceber que o HOMER não retorna uma curva com a mesma harmonização da curva das baterias reais. Isso porque na caracterização da bateria no software não é possível estabelecer exatamente os mesmos parâmetros estabelecidos no catálogo da bateria real. O programa define uma nova bateria baseando-se em modelos de baterias já disponíveis na biblioteca do software e adapta esse modelo na nova bateria através dos parâmetros mostrados na seção 5.1.2. Logo temos uma curva de capacidade e uma curva de vida-útil adaptada, que não representa exatamente os detalhes da bateria real.

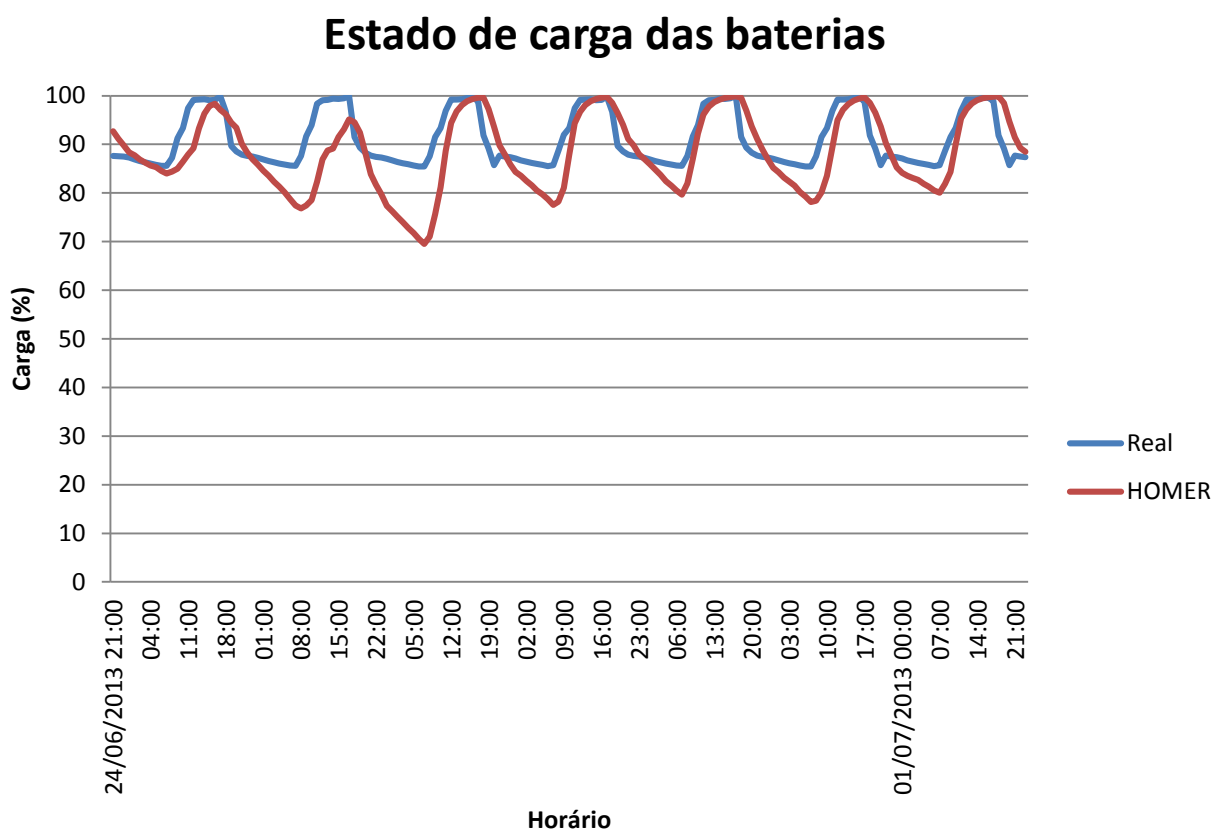


Figura 58. Estado de carga das baterias. HOMER vs Sistema real.

Sendo a bateria o componente que representa o maior custo no investimento, um erro na sua modelagem poderia ter consequências relevantes para a viabilidade do projeto. Logo, uma possível correção para o modelo descrito na seção 3.2.4, para adaptar ao comportamento da bateria utilizada no projeto, poderia ser a introdução de uma limitante para o reservatório quimicamente vinculado, conforme proposto pela Fig. (60).

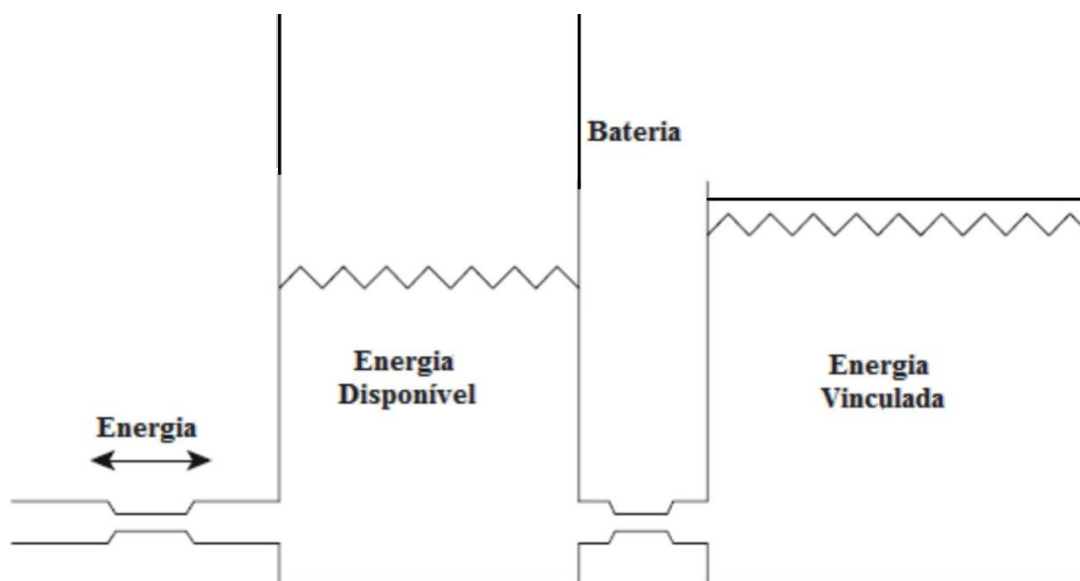


Figura 59. Modelo alternativo da bateria.

5.4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

As Figs. (61) e (62) mostram os resultados da simulação referentes à produção de energia dos painéis e ao estado de carga das baterias, respectivamente, para uma radiação solar média de $5.28 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ e uma temperatura média de 20.2°C . Para esse caso percebe-se uma queda de $0.3 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ na radiação solar média diária e uma diminuição de 4.6°C na temperatura média, implicando em uma perda de potência de 3% em relação à simulação apresentada na seção 5.4.1. Como citado na seção 5.3.1, tem-se que um aumento na intensidade da radiação solar também gera um aumento da corrente de saída e que uma diminuição da temperatura do módulo também implica em um aumento da tensão, implicando, pela Eq. (20) um aumento da potência. Nesse caso percebe-se que uma diminuição de 4.6°C na temperatura, não é capaz de compensar a perda de potencia causada por uma queda de $0.3 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ na intensidade da radiação solar média diária.

Para o caso apresentado nas Figs. (63) e (64), manteve-se a radiação solar de $5.58 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ e diminuiu-se a temperatura para 15.8°C . Observa-se um aumento de 4.6% na produção de energia elétrica, graças a uma diminuição de 10°C na temperatura.

Produção média horária de energia elétrica dos painéis

Radiação média diária: 5.28 kWh/m²/dia
Temperatura : 20.2°C

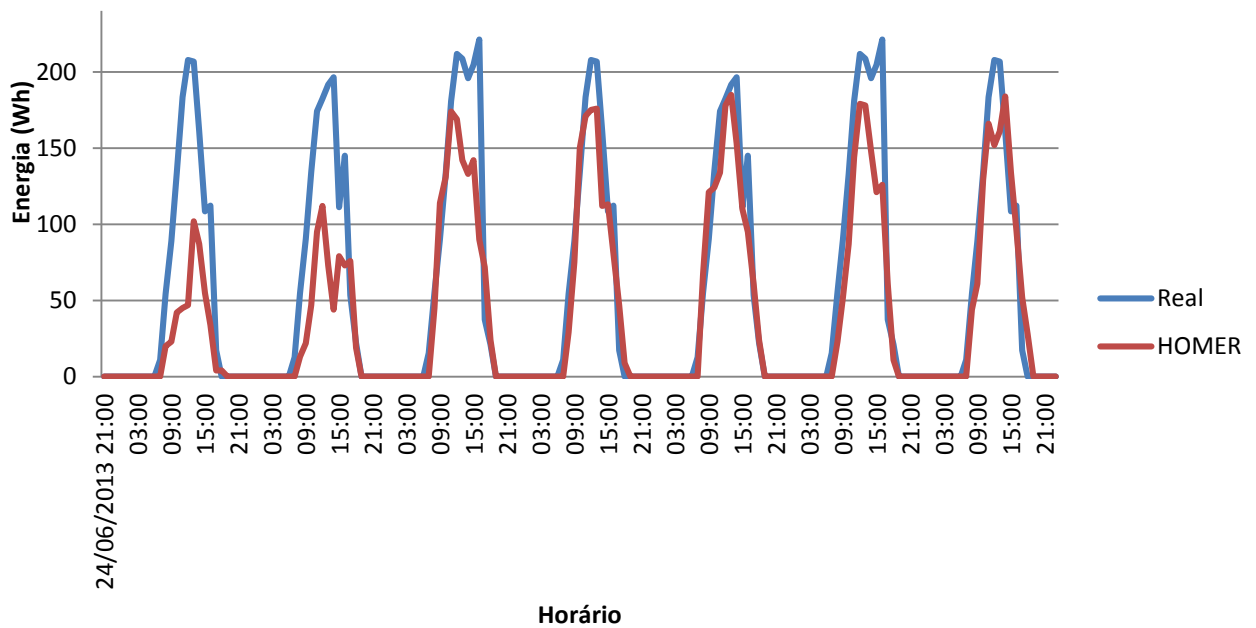


Figura 60. Produção média horária de energia dos painéis para uma radiação média diária de 5.28 kWh/m²/dia e uma temperatura de 20.2°C.

Estado de carga das baterias

Radiação média diária: 5.28 kWh/m²/dia
Temperatura : 20.2°C

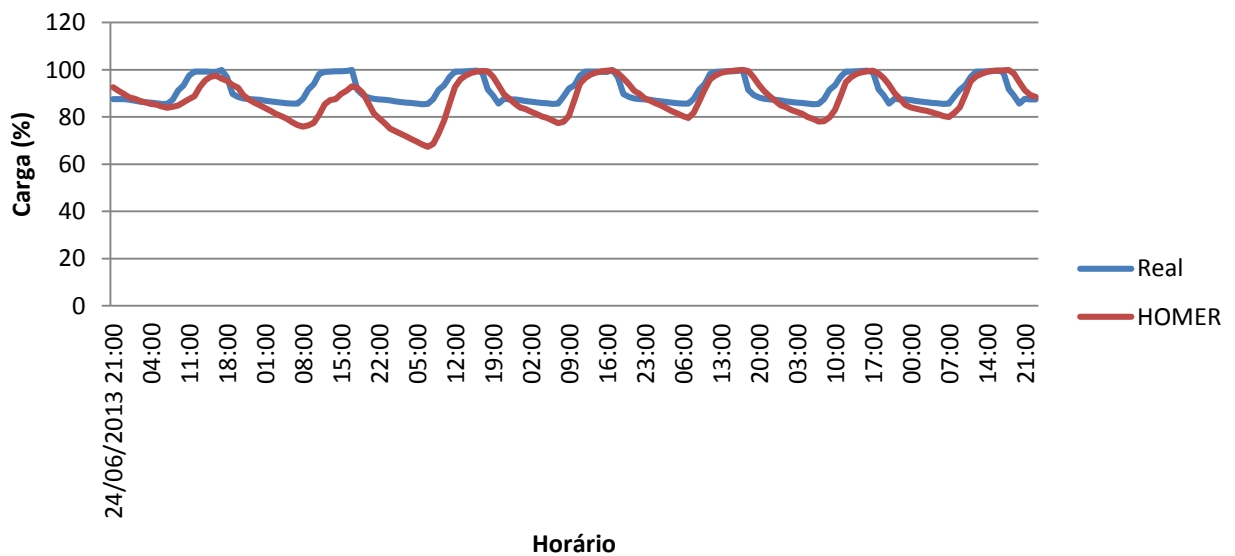


Figura 61. Estado de carga das baterias para uma radiação média diária de 5.28 kWh/m²/dia e uma temperatura de 20.2°C

Produção média horária de energia elétrica dos painéis

Radiação média diária: 5.58 kWh/m²/dia
Temperatura : 15.8°C

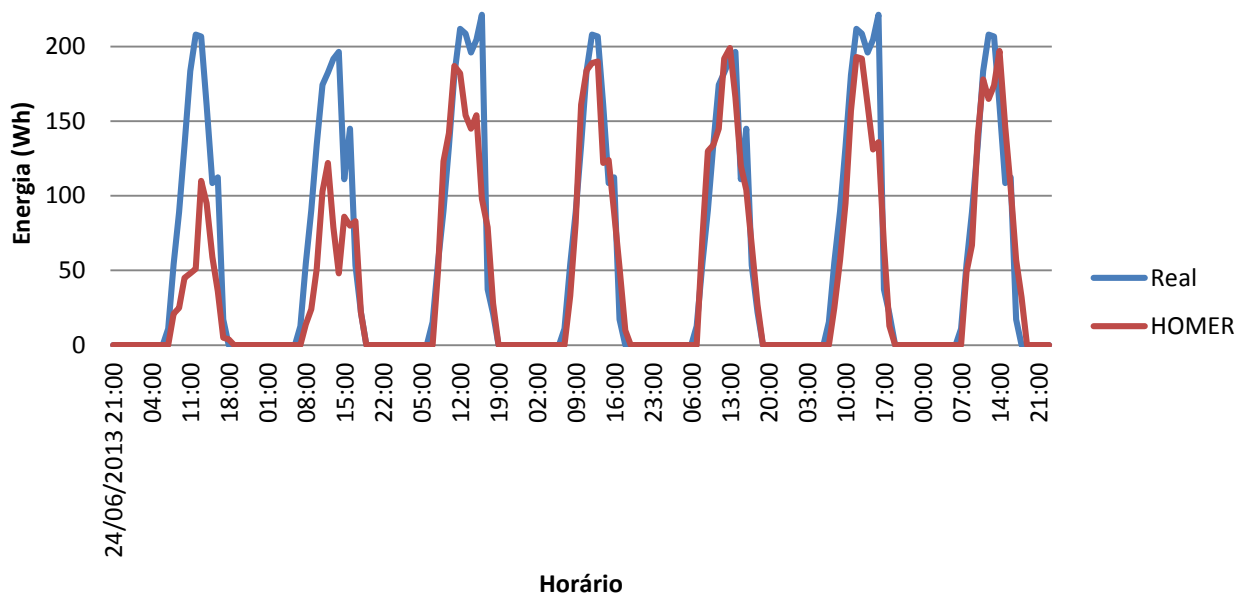


Figura 62. Produção média horária de energia dos painéis para uma radiação média diária de 5.58 kWh/m²/dia e uma temperatura de 15.8°C.

Estado de carga das baterias

Radiação média diária: 5.58 kWh/m²/dia
Temperatura : 15.8°C

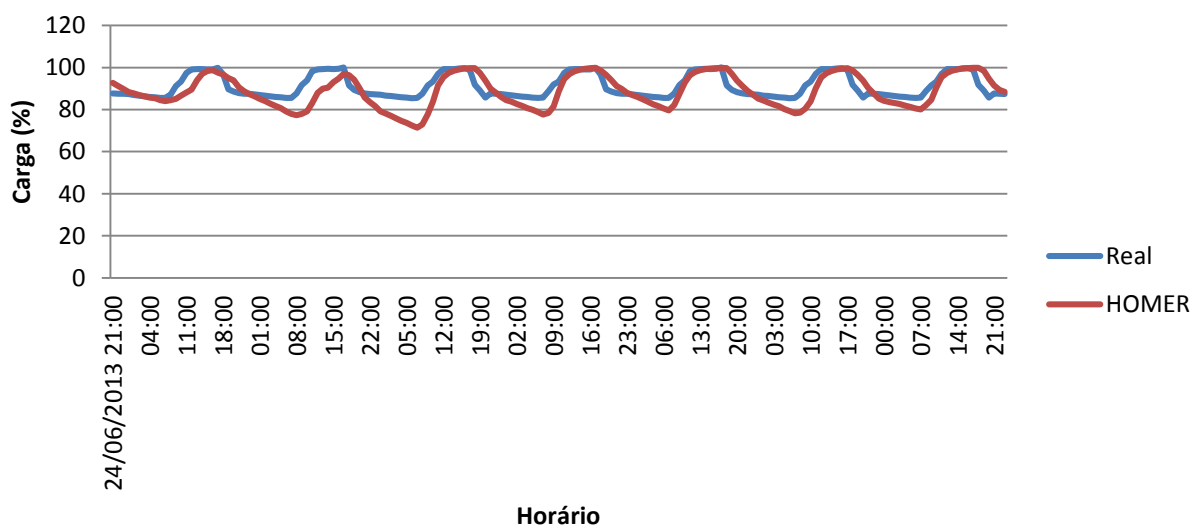


Figura 63. Estado de carga das baterias para uma radiação média diária de 5.58 kWh/m²/dia e uma temperatura de 15.8°C.

6 CONCLUSÃO

Enquanto na maioria dos países industrializados os sistemas fotovoltaicos com ligação à rede estão fortemente difundidos, nos países em vias de industrialização, como o Brasil, são predominantes os sistemas fotovoltaicos autônomos.

A ocorrência de erros de desenho num sistema ligado à rede afeta substancialmente a funcionalidade do sistema e a viabilidade econômica do projeto.

Nos sistemas autônomos, o mau dimensionamento resulta em falhas grosseiras do sistema. Uma das consequências diretas mais frequentes, é o envelhecimento prematuro das baterias. No caso de se verificar o sobredimensionamento do sistema, levará a maiores custos de investimento, os quais poderão ser bem significativos.

A utilização de programas de simulação poderá evitar estes diferentes tipos de problemas. No entanto, deve-se ter noção de que o leque de erros que podem resultar da utilização desses programas, também pode ser significativo. O primeiro passo deve sempre consistir na completa caracterização do sistema que será simulado. A introdução de dados incorretos e os respectivos cálculos com resultados errados são frequentes nos programas complexos.

Através deste projeto foi possível verificar que os resultados obtidos com o HOMER são razoáveis e se aproximam dos resultados obtidos no sistema real. Ao se tratar de recursos aleatórios como a energia fornecida pelo sol, o software se comportou de maneira satisfatória retornando uma média de erro de 18%, para a produção elétrica, em relação ao sistema real. Porém, para as baterias, observou-se um comportamento fora do esperado, cujo modelo deve ser reestruturado, já que as baterias representam o maior custo no sistema ao longo da vida útil.

Ao projetar sistemas fotovoltaicos através deste tipo programa, deve-se analisar os resultados da simulação de forma crítica e não se deve confiar neles cegamente, a fim de evitar erros grosseiros de projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS

Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, ABINEE, 2012 **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro, Brasil.

Barreto, E.J.F. and Pinho, J.T., 2008. **Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia**. Vol 1, Ministério de Minas e Energia.

BSW SOLAR [German Solar Industry Association]. **Statistic data on the German solar power**

(photovoltaic) industry. Berlim (Alemanha): BSW SOLAR, 2011. Disponível em:

<http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/BSW_Solar_Factsheet_1110.pdf>.

Acesso em:

janeiro de 2013.

DUFFIE, JA; BECKMAN, WA Solar energy thermal processes. New York: John Wiley & Sons, Inc., 1976.

EPIA [European Photovoltaic Industry Association]. **Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector - On the Road to Competitiveness**. Bruxelas (Bélgica): EPIA, 2011.

Disponível em:

<http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA_docs/publications/epia/Competing_Full_Report.pdf&t=1332611150&hash=f289f5fe9d45d9b04d0c16985bb3c310>.

Acesso em: janeiro de 2013.

GoogleEarth, base de dados geográficos do Google. Disponível em: <<http://earth.google.com/>>. Acesso em dezembro de 2012.

INMETRO/PROCEL, tabela de eficiência energética para refrigeradores, 2013. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/refrigeradores.pdf>>. Acesso em janeiro de 2013

Meteonorm, software para obtenção de dados meteorológicos. Disponível em <www.meteonorm.com>. Acesso em janeiro de 2013.

NASA, obtenção de dados meteorológicos. Disponível em <<http://eosweb.larc.nasa.gov>>. Acesso em janeiro de 2013.

RETScreen International, 2004. **Clean Energy Project Analysis: Photovoltaic Project Analysis Chapter**. Disponível em <www.etscreen.net>. Acesso em outubro de 2012 .

Serrão, M.A.S., 2010. **Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico para uma Casa de Veraneio em Pouso da Cajaíba, Paraty**. Rio de Janeiro, Brasil.

SmartDraw 2013, software para desenho de figuras e diagramas. Disponível em <<http://www.smartdraw.com>>. Acesso em janeiro de 2013.

SolidWorks 2012, software de CAD para desenho de sólidos e superfícies. Disponível em <www.solidworks.com>. Acesso em Maio de 2013.

SUNDATA/CRESESB, base de dados sobre radiação solar no Brasil. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/sundata>>. Acesso em janeiro de 2013 .